

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-3669-2008

Phase 2

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

et

Intervenants

COMPENDIUM DE LA PREUVE ET DES AUTORITÉS

THÈME 6

CESSION OU REVENTE DE CAPACITÉ

LISTE DES DOCUMENTS PERTINENTS

DESCRIPTION	Onglet
Extraits des ordonnances 890 de la FERC	
Ordonnance 890, p. 442-445, 462-478	1
Ordonnance 890-A, p. 192, 199-206, 209-212, 219-224	2
Preuve du Transporteur	
Article 23.1 TC actuels	3
Pièce HQT-1, doc. 1 (B-129), Mise à jour de la proposition de modifications aux <i>Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec</i> à la suite de l'Ordonnance 890 de la FERC, p. 19-20	4
Pièce HQT-2, doc. 1 (B-73), fiches portant sur les articles 23.1, 23.2 et 23.3 TC	5
Pièce HQT-2, doc. 2 (B-129), fiches révisées portant sur l'article 2.2 TC et l'Appendice A-1	6
Pièce HQT-8, doc. 2 (B-132), Réponse du Transporteur à la DDR numéro 1 de l'ACEF, p. 3-5	7
Pièce HQT-8, doc. 5 (B-132), Réponse du Transporteur à la DDR numéro 1 de NLH, p. 21-23	8
Pièce HQT-8, doc. 6 (B-132), Réponse du Transporteur à la DDR numéro 1 de RNCREQ/UC, p. 8-13	9
Pièce HQT-29, doc. 5 (B-138), Réponse du Transporteur à la DDR de NLH, p. 24	10
Pièce HQT-38, doc. 1 (B-164), Présentation du Transporteur, Thème 6 : Cession ou revente de capacité – Sommaire des éléments principaux	11
Preuve des Intervenants	
Pièce C-3-58, Rapport Raphals, 23 septembre 2010, p. 14-21	12
Pièce C-3-63, Staff Report on Capacity Reassignment	13
Pièce C-4-21, Preuve de l'ACEF, 10 juin 2009, p. 13-14	14
Pièce C-6-29, Mémoire d'EBM, 10 juin 2009, p. 8-9	15
Pièce C-6-33, Réponse d'EBM à la DDR numéro 1 de la Régie, p. 13	16
Pièce C-10-47, Rapport Deslauriers et Fontaine, 23 septembre 2010, p. 52	17

DESCRIPTION	Onglet
Extraits des notes sténographiques	
Extraits du témoignage du panel de témoins du Transporteur, N.S., vol. 5, 22 octobre 2010, p. 1-5, 166-193	18
Extraits du témoignage du panel de témoins du Transporteur, N.S., vol. 6, 26 octobre 2010, p. 1-69	19
Extraits du témoignage de Richard Dagenais, N.S., vol. 13, 14 février 2011, p. 1-5, 110-125, 178-193	20
Extraits du témoignage de Philip Raphals, N.S., vol. 17, 18 février 2011, p. 1-5, 58-73	21
Extraits du témoignage du panel de témoins d'EBM, N.S., vol. 20, 19 avril 2011, p. 1-5, 158-168	22
Extraits du témoignage du panel de témoins d'EBM, N.S., vol. 29, 11 mai 2011, p. 1-5, 166-185	23
Autorités	
Ordonnance 739, <i>Promoting a Competitive Market for Capacity Reassignment</i> , Federal Energy Regulatory Commission, 18 C.F.R., Part 35, 20 septembre 2010, Docket #RM10-22-000	24

Montréal, ce 27 juin 2011

Norton Rose Or, S.E.N.C.R.L., S.R.L.

NORTON ROSE OR, S.E.N.C.R.L., S.R.L.

Procureurs d'Hydro-Québec, dans ses
activités de transport d'électricité

Me Éric Dunberry

Me Marie-Christine Hivon

Me Catherine Martel

Bureau 2500

1, Place Ville-Marie

Montréal (Québec) H3B 1R1

Tél. : (514) 847-4492 (E.D.)

Tél. : (514) 847-4805 (M-C.H.)

Tél. : (514) 847-4987 (C.M.)

Télec. : (514) 286-5474

eric.dunberry@nortonrose.com

marie-christine.hivon@nortonrose.com

catherine.martel@nortonrose.com

HYDRO-QUÉBEC, dans ses activités de
transport d'électricité

Me F. Jean Morel

75, boulevard René-Lévesque Ouest

4e étage

Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : (514) 289-2068

Télec. : (514) 289-3719

morel.jean@hydro.qc.ca

**ORDONNANCE N° 890
DE LA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**

incentives for new facilities, the Commission has already addressed incentives for transmission infrastructure investment in Order No. 679.⁴⁴⁹ There the Commission identified specific incentives that it will allow when justified in the context of individual proceedings. With regard to FMPPA's concerns regarding potential disputes over compensation for transmission investment by non-public utilities, we note that section 12 of the existing pro forma OATT contains dispute resolution procedures. This Final Rule also requires transmission providers to propose a dispute resolution process as part of the coordinated planning process. Additionally, the Commission's Dispute Resolution Service is available to assist in developing a dispute resolution process, as well as the Commission via a formal complaint filed pursuant to section 206 of the FPA.

4. Capacity Reassignment

778. In Order No. 888, the Commission concluded that a transmission provider's pro forma OATT must explicitly permit the voluntary reassignment of all or part of a holder's firm point-to-point capacity rights to any eligible customer.⁴⁵⁰ With respect to the rate for capacity reassignment, the Commission concluded it could not permit reassignments at market-based rates because it was unable to determine that the market for reassigned capacity was sufficiently competitive so that assignors would not be able

⁴⁴⁹ Promoting Transmission Investment through Pricing Reform, Order No. 679, 71 FR 43294 (Jul. 31, 2006), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,222 (2006), order on reh'g, Order No. 679-A, 72 FR 1152 (Jan. 10, 2007), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,236 (2007).

⁴⁵⁰ See Order No. 888 at 31,696; pro forma OATT section 23.1.

to exert market power. Instead, the Commission capped the rate at the highest of (1) the original transmission rate charged to the purchaser (assignor), (2) the transmission provider's maximum stated firm transmission rate in effect at the time of the reassignment, or (3) the assignor's own opportunity costs capped at the cost of expansion (price cap). The Commission further explained that opportunity cost pricing had been permitted at "the higher of embedded costs or legitimate and verifiable opportunity costs, but not the sum of the two (i.e., 'or' pricing is permitted; 'and' pricing is not)."⁴⁵¹ In Order No. 888-A, the Commission explained that opportunity costs for capacity reassigned by a customer should be measured in a manner analogous to that used to measure the transmission provider's opportunity cost.⁴⁵²

NOPR Proposal

779. In the NOPR, the Commission noted that capacity reassignment does not appear to have developed into a competitive alternative to primary capacity since the issuance of Order No. 888. To facilitate development of this market, the Commission proposed to remove the price cap on capacity reassignment and allow negotiated rates for transmission capacity reassigned by transmission customers. The Commission explained that, because the price cap appears to have reduced customers' transmission options, removal of the cap may be warranted without a market-by-market analysis. Due to

⁴⁵¹ Id. at 31,740.

⁴⁵² Order No. 888-A at 30,224.

market power concerns, however, the Commission proposed to retain the price cap for capacity reassigned by the transmission provider's merchant function or its affiliates.

780. The Commission proposed to monitor the market for reassigned capacity by requiring regular OASIS postings and quarterly reports from transmission providers using information submitted by reassigning customers. First, the Commission proposed retaining the existing posting and filing requirements for reassigned capacity transactions to ensure that capacity is equally available to all customers and to protect against undue discrimination and the potential exercise of market power.⁴⁵³ Second, the Commission asked several questions regarding OASIS postings and the data that should be required in quarterly reports related to capacity reassignments: (1) what information should be required in the quarterly reports and OASIS postings, i.e., information about the capacity released, the original rate paid for that capacity, the price charged to the assignee for the capacity, and the term of the assignment; (2) whether other information was necessary for operational and reliability purposes; (3) whether additional reports by assignors to the transmission provider are necessary and, if so, what information should be reported by assignors; (4) should the Commission establish a new quarterly reporting process with a

⁴⁵³ The existing OASIS posting requirements for reassigned capacity already require, if selling on OASIS, for sellers to include data elements such as the path name, point of receipt, point of delivery, source, sink, capacity requested, capacity granted, start time, stop time, and offer price. See 18 CFR 37.6(c)(5).

new form, or use the existing Electric Quarterly Report procedures; and (5) how frequently should OASIS postings be made.

Comments

Lifting the price cap for all transmission customers

781. Some commenters support eliminating the price cap for reassignment of transmission capacity in the secondary market.⁴⁵⁴ For example, EPSA states that the Commission is correct to recognize that negotiated rates are dynamic and provide a market discipline on the price for reassigned capacity. Entegra argues that the Commission's removal of rate caps on releases of natural gas pipeline capacity increased available peak capacity and facilitated the movement of capacity into the hands of those that value it most highly, proving that an uncapped capacity release market can be both competitive and result in just and reasonable rates for customers.⁴⁵⁵ Exelon supports eliminating the price cap, but asserts that, since the transmission customer is seeking to reassign the capacity, it is likely the capacity is not useful in gaining access to load and therefore is not very valuable. BP Energy contends that transparent competition between the transmission provider (marketing primary and subscribed but unutilized capacity) and transmission customers, with monitoring by the Commission and prospective capacity

⁴⁵⁴ E.g., Allegheny, AWEA, Constellation, EEI, Entegra, EPSA, Exelon, Morgan Stanley, PPL, Seattle, Suez Energy NA, and TranServ.

⁴⁵⁵ Citing Natural Gas Pipeline Negotiated Rate Policies and Practices, 114 FERC ¶ 61,034 (2006) (Brownell, Comm'r concurring).

transmission provider is required to post information given to it by a marketer on its non-standard products and requests Commission guidance regarding posting requirements.

Other Issues

806. Some commenters argue that price caps are not limiting capacity reassignment under the current pro forma OATT.⁴⁸¹ Williams contends that other non-price limitations on capacity reassignment, such as the requirement that the assignee utilize the same source and sink as the original customers, are the real reasons there has not been more capacity reassignment. Williams acknowledges that this bars network customers from reassigning transmission capacity and requests that Commission clarify that classification of a transmission customer as a network or point-to-point customer does not restrict the purchase or reassignment of transmission capacity. Sacramento similarly complains that one of the chief impediments to capacity reassignment is that network integration service customers are not permitted either to assign their capacity or to utilize it to make off-system sales. Sacramento contends that a point-to-point customer may utilize otherwise unused capacity to make sales “off-system” to third parties, while network customers cannot make full use of the transmission capacity for which they are paying.

807. Some commenters contend that timelines for the release of capacity should be clearly stated.⁴⁸² APPA argues that section 13.8 of the pro forma OATT provides too

⁴⁸¹ E.g., Powerex, Sacramento, TAPS, and Williams.

⁴⁸² E.g., APPA, Powerex, and SPP.

little time for LSEs attempting to make firm power supply arrangements to obtain even daily firm point-to-point service using the capacity left unscheduled by other firm point-to-point customers. Powerex and SPP also ask the Commission to set out clear rules, including timelines, for releasing unused transmission capacity for non-firm use to better encourage full and economically efficient use of the existing transmission grid.

Commission Determination

808. To foster the development of a more robust secondary market for transmission capacity, the Commission concludes that it is appropriate to lift the price cap for all transmission customers reassigning transmission capacity. In Order No. 888, the Commission found that allowing holders of firm transmission capacity rights to reassign capacity would help parties manage the financial risks associated with their long-term commitments, reduce the market power of transmission providers by enabling customers to compete, and foster efficient capacity allocation.⁴⁸³ Over the past ten years, however, it has become clear that capacity reassignment has failed to develop into a competitive alternative to primary capacity. In particular, the price cap has served to reduce customers' transmission options and impaired the development of a secondary market for transmission capacity. In order to achieve the goals originally stated in Order No. 888, we therefore lift the price cap for reassigned capacity. We believe this will allow capacity to be allocated to those entities that value it most, thereby sending more accurate

⁴⁸³ Order No. 888 at 31,696.

price signals to identify the appropriate location for construction of new transmission facilities to reduce congestion.

809. We decline to adopt the NOPR proposal to retain price caps for capacity resold by a transmission provider's merchant function or its affiliates.⁴⁸⁴ After reviewing the comments submitted in response to the NOPR, and further considering our ten years of experience regulating capacity reassignments, we conclude that retaining the price caps for this portion of the market would continue to impair development of the secondary market and is not otherwise necessary to ensure just and reasonable rates. We find there are no significant market power concerns to justify retaining the price caps for any transmission customer. Indeed, the Commission did not distinguish between affiliated and non-affiliated transmission customers when it initially found in Order Nos. 888 and 888-A that excess capacity reserved could be reassigned.⁴⁸⁵ The Commission instead placed a price cap on all reassignments of capacity out of a concern that the entire market for reassigned capacity was not sufficiently competitive.⁴⁸⁶ We now find that market forces, combined with the requirements of the pro forma OATT as modified in this Final

⁴⁸⁴ Because Order Nos. 888 and 888-A require a separation of a public utility's transmission function and its wholesale generating marketing (merchant) function, a transmission provider will take service under its OATT through its merchant function or affiliate.

⁴⁸⁵ Order No. 888 at 31,696-97; Order No. 888-A at 30,219-25.

⁴⁸⁶ Order No. 888 at 31,697.

Rule, will limit the ability of assignors to exert market power, including affiliates of the transmission provider. First, competition among reassigning customers will restrict the exercise of market power. Second, the continued regulation of rates for primary capacity will act as a further check to ensure rates for reassigned capacity remain just and reasonable. Finally, the amended rules we adopt below to govern the reassignment of capacity will increase our regulatory oversight of the secondary capacity market, allowing us to effectively monitor the secondary capacity market. There is thus no need to retain the existing price caps on reassigned capacity for any market participant.

810. Our decision to lift the price caps for capacity reassignments by all transmission customers is motivated by growing concerns regarding the decrease in transmission investment and the corresponding increase in congestion costs, as described more fully in section III.C of this Final Rule. The Commission believes it is important to take every opportunity to explore more efficient use of the grid by industry participants, whether they are affiliates of the transmission provider or not. Eliminating the price cap for reassigned capacity will provide greater flexibility to respond to changing system conditions and alternatives for customers that value the capacity more highly. As commenters suggest, lifting the price cap will enhance the ability of customers that reserve long-term capacity for five-year terms in order to obtain rollover rights to resell

that capacity if their needs change.⁴⁸⁷ Other customers may determine that it is more economic to acquire reassigned capacity reflecting market rates than reserve long-term capacity. In either case, lifting the price cap will help ensure that, during peak demand periods, transmission capacity will be used by those that value it the most. Establishing a competitive market for secondary transmission capacity will thus send more accurate price signals that promote efficient use of the transmission system by fostering the reassignment of unused capacity.

811. While some commenters argue that lifting the cap encourages the exercise of market power, including hoarding, and discourages transmission investment, we find that competition among reassigning customers, continuing rate regulation of the transmission provider's primary capacity, and reforms to the secondary capacity market adopted below, combined with enforcement proceedings, audits, and other regulatory controls, will assure just and reasonable rates. The Commission discussed the possibility of transmission capacity hoarding in Order No. 888. The Commission noted that unscheduled firm capacity is available on a non-firm basis to other customers and, thus, there is little practical possibility of hoarding. Instead, the capacity reassignment provisions of the pro forma OATT provide an economic incentive to make that capacity

⁴⁸⁷ As explained in section V.D.3, the Final Rule extends from one year to five years the minimum term required to obtain a rollover right.

available to third parties.⁴⁸⁸ This applies even when the entity obtaining transmission capacity under the pro forma OATT is the transmission provider.⁴⁸⁹ It is equally in the corporate interests of a transmission provider and its affiliates not to over-reserve or “hoard” transmission capacity. Under the pro forma OATT, the affiliate – and therefore the upstream corporate parent of the affiliate and the transmission provider – bears the cost responsibility for transmission capacity that it reserves but does not use to make wholesale sales. If the affiliate attempts to hoard transmission capacity, its upstream corporate parent loses revenues just like the non-affiliate. Like any other customer, an affiliate of the transmission provider should find it in its overall corporate interest to reassign transmission capacity to others with higher valued uses at negotiated rates.⁴⁹⁰

812. We reject the suggestion in the NOPR that lifting the price caps for the transmission providers’ merchant function or affiliates will provide disincentives to build

⁴⁸⁸ Order No. 888 at 31,693.

⁴⁸⁹ See Southwestern Public Service Company, 80 FERC ¶ 61,245 at 61,905 (1997).

⁴⁹⁰ Moreover, Order No. 889 required that all public utilities establish or participate in an OASIS that meets certain specifications and comply with Standards of Conduct designed to prevent employees of a public utility (or any employees of its affiliates) engaged in wholesale power marketing functions from obtaining preferential access to pertinent transmission system information. The Standards of Conduct mitigate the ability of an affiliate to hoard capacity or collect rates that are inconsistent with market conditions. As a result, we are less concerned in this instance about affiliates competing on the same terms as non-affiliates. To the extent problems arise from affiliate participation in the secondary capacity market, we will revisit our decision here to lift the price caps for transmission providers and their affiliates.

or expand the transmission system. Without congestion, the transmission provider's rate on file will serve as the de facto price cap and, if congestion exists, the "incremental rate" reflecting the transmission provider's cost of expanding the system should act as a price ceiling for long-term transactions. It would be unreasonable to expect a transmission customer to pay a rate for reassigned capacity that is higher than the cost of expansion when it could simply exercise its rights under the pro forma OATT as a cheaper alternative. To the extent there is a lag-time between the request for new transmission service and the date on which new facilities would be available, the adoption of conditional firm service and modifications to redispatch service elsewhere in this Final Rule will mitigate the exercise of market power during the interim period. We believe that the reforms to rules governing reassignments of capacity discussed below, along with associated reporting obligations, will adequately limit the ability of capacity holders to exercise market power in the limited circumstances when neither primary transmission capacity nor these additional services are available.

813. Several commenters raise concerns that lifting of the price ceiling could lead to speculative pricing. If high prices occur during periods of peak demand it is a legitimate reaction to supply and demand forces. As we explained in Order No. 637-A, "[a] surge in the price of candles during a power outage is not evidence of monopoly in the candle market."⁴⁹¹ To the extent that capacity is not being anticompetitively withheld from the

⁴⁹¹ Order No. 637-A at 31,595.

market, high prices are the competitive responses to market conditions and should result in a more efficient allocation of capacity to those customers valuing it the most and a resulting expansion of transmission facilities.

814. We emphasize that we are not deregulating or otherwise adopting market-based rates for the provision of transmission service under the pro forma OATT. Transmission providers will continue to be obligated to make ATC available to customers, including ATC associated with purchased but unused capacity. Transmission providers also will continue to be obligated to construct new facilities to satisfy a request for service if that request cannot be satisfied using existing capacity. The pro forma OATT therefore does not, and will not, permit the withholding of transmission capacity in an effort to exercise market power. Furthermore, the rates for transmission service provided under the pro forma OATT will continue to be determined on a cost-of-service basis unless the transmission provider can demonstrate, on a case-specific basis, that it lacks market power. Nothing in this Final Rule affects the obligations of transmission providers to offer service under the pro forma OATT at cost-based rates. The only reform being adopted concerns the resale of capacity by transmission customers. Given that traditional regulation will continue to govern the sale of primary capacity under the pro forma

OATT, we no longer believe that cost-of-service regulation is necessary or appropriate for secondary capacity.⁴⁹²

815. As with any innovative rate program, however, the Commission will monitor the secondary capacity market to ensure that participants are not exercising market power. To enhance oversight and monitoring by the Commission, we adopt reforms to the underlying rules governing capacity reassignments. First, we require that all sales or assignments of capacity be conducted through or otherwise posted on the transmission provider's OASIS on or before the date the reassigned service commences. The Commission thus eliminates the current ability of transmission customers to assign the transmission rights to another party with subsequent notification to the transmission provider.⁴⁹³ The mechanisms for negotiating a reassignment remain the same. The transmission customer may either request that the transmission provider make the capacity available on its OASIS or the transmission customer may negotiate the terms of an assignment bilaterally. In either instance, however, the resulting sale or assignment must be posted by the transmission provider on its OASIS prior to the date the reassigned service commences. We require transmission providers working through NAESB to

⁴⁹² Our findings here address the particular circumstances associated with the electric utility industry and are not intended to suggest that corresponding changes should be made to the rates for capacity release by customers of natural gas transportation capacity. Any such changes would be considered only after notice and comment and based on a record applicable to the natural gas industry.

⁴⁹³ See Order No. 888 at 31,697.

develop appropriate OASIS functionality to allow such postings. Transmission providers need not implement this new OASIS functionality and any related business practices until NAESB develops appropriate standards.

816. Second, we require that assignees of transmission capacity execute a service agreement prior to the date on which the reassigned service commences. Under the current pro forma OATT, transmission customers that have executed service agreements may negotiate and implement assignments of capacity without involving the transmission provider, subject to after-the-fact reporting and posting, provided the transmission customer has a market-based rate tariff on file.⁴⁹⁴ In order to increase our oversight of reassigned capacity, we find that all reassignments must instead be accomplished by the assignee executing a service agreement with the transmission provider that will govern the provision of reassigned service.⁴⁹⁵ This will effectively return the specified capacity to the transmission provider for the purpose of reassignment to the assignee.⁴⁹⁶ The

⁴⁹⁴ See Order No. 888 at 31,697 n.394; Order No. 888-A at 30,224 n.151.

⁴⁹⁵ The pro forma Form of Service Agreement for the Resale, Reassignment or Transfer of Long-Term Firm Point-to-Point Transmission Service is set forth in a new Attachment A-1 to the pro forma OATT.

⁴⁹⁶ As reformed in this Final Rule, the structural mechanism for reassigning transmission capacity will be similar to the mechanism for releasing pipeline capacity. While parties may be able to negotiate the prices applicable to assigned capacity, the assignee will execute a service agreement directly with the transmission provider and, thus, there will no longer be a need for the assigning party to have on file with the Commission a rate schedule governing reassigned capacity. See Order No. 888 at 31,697 n. 324. The transmission provider's OATT will govern the reassigned service. The

(continued)

assignment shall be only to the specified assignee, without any obligation that the capacity be made available to third parties, and shall not be subject to any queuing by the transmission provider since the assignee is merely accepting the assignor's already-approved service for a specified period.⁴⁹⁷ All of the non-rate terms and conditions that otherwise would apply to the transmission provider's sale of transmission capacity continue to apply in the case of a reassignment.⁴⁹⁸

817. Third, in addition to existing OASIS posting requirements, we require transmission providers to aggregate and summarize in an electronic quarterly report the data contained in these service agreements. As proposed in the NOPR, the use of quarterly reports will assist the Commission in gathering data to ensure the effectiveness of market forces and regulatory requirements to mitigate the exercise of market power.

assignee will pay the transmission provider for service at the negotiated rate and the transmission provider will bill or credit the assignor with any the difference between the negotiated rate and the assignor's original rate. As noted above, however, there will be no requirement for the transmission provider to create an auction for reassigned transmission capacity similar to the pipeline capacity reassignment program, since the underlying price caps are being removed for electric transmission capacity.

⁴⁹⁷ To the extent the assignee desires to change its points of receipt or delivery, the limitations set forth in section 23.2 shall apply.

⁴⁹⁸ See Commonwealth Edison Co., 78 FERC ¶ 61,312 at 62,336 (1997); Boston Edison Co., 81 FERC ¶ 61,372 at 62,768 (1997); Southwestern Public Service Co., 80 FERC ¶ 61,245 at 61,905 (1997). The non-rate terms and conditions of reassigned service will therefore conform to the pro forma OATT. As a result, there is no requirement to file with the Commission service agreements for reassigned transmission service.

The Commission directs that this quarterly report be submitted electronically in spreadsheet format consistent with the electronic filing system used for Electric Quarterly Reports so that it is readily accessible to the Commission and the public.⁴⁹⁹

818. Taken together, these reforms to the rules governing reassigned capacity will increase transparency and facilitate our monitoring of the secondary market for transmission capacity. We do not believe it is necessary to require a market power analysis as a condition to exercising the right to reassign transmission capacity. Although market power analyses are one method for ensuring that market-based rates remain just and reasonable, they are not the only method.⁵⁰⁰ To achieve the Commission's original goals for capacity reassignment expressed in Order No. 888, we adopt a more flexible approach in this area and rely on posting requirements and other regulatory controls to ensure that rates for reassigned transmission capacity remain just and reasonable. As noted above, we find that a market power analysis is not required because transmission

⁴⁹⁹ The transmission provider should identify capacity reassignments in the Contracts tab of the EQR using the Product Type Name "CAPACITY REASSIGNMENT." All terms must be fully described and rates provided. If no Product Name adequately captures the nature of a given aspect of the capacity reassignment, the assignor may use the Product Name "OTHER," but that aspect must be fully described in the Rate Description field. If that description is over 150 characters, the transmission provider may use multiple Contract Product lines to describe it. General instructions on how to file the EQR may be found at <http://www.ferc.gov/docs-filing/eqr.asp>.

⁵⁰⁰ See Alternatives to Traditional Cost-of-Service Ratemaking for Natural Gas Pipelines and Regulation of Negotiated Transportation Services of Natural Gas Pipelines, 74 FERC ¶ 61,076 (1996).

providers continue to be obligated to satisfy requests for service – whether out of existing capacity or new facilities – at cost-based rates. Transmission capacity therefore cannot be withheld in an effort to exercise market power. Moreover, the posting and filing requirements adopted herein provide the Commission the necessary information to ensure that, even if an entity sought to exercise market power in the secondary market, such an attempt could be effectively detected.

819. We therefore disagree with commenters who assert that lifting the cap on reassignment contradicts judicial and Commission precedent. In Order No. 637-A, the Commission explained at length why Farmers Union⁵⁰¹ and other precedent did not prevent the Commission from adopting negotiated rates for secondary capacity as part of a regulatory scheme that provides safeguards to ensure that rates remain just and reasonable.⁵⁰² The court affirmed the Commission's removal of price ceilings for short-term capacity release shippers in the natural gas market established in Order Nos. 637 and 637-A, recognizing that non-cost factors such as the need to lift price ceilings to facilitate movement of capacity into the hands of those who value it most and the negotiated rates only to the secondary market distinguished the case from Farmers

⁵⁰¹ Farmers Union Central Exchange v. FERC, 734 F.2d 1486, 1501 (D.C. Cir. 1984) (Farmers Union) (finding that Commission failed to justify relaxation of cost-based regulation of oil pipeline companies because it did not ensure rates would remain within the zone of reasonableness).

⁵⁰² Order No. 637-A at 31,558-72.

Union.⁵⁰³ The same is true here, given the non-cost factor advantages of lifting the price cap and the use of monitoring and enforcement of remedies to mitigate the exercise of market power.

820. The Commission directs staff to closely monitor the reassignment-related data submitted by transmission providers in their quarterly reports to identify any problems in the development of the secondary market for transmission capacity and, in particular, the potential exercise of market power. We direct staff to prepare, within six months of receipt of two years of quarterly reports, a report summarizing its findings. To inform our analysis, we encourage market participants to provide feedback regarding the development of the secondary capacity market and, in particular, to contact the Commission's Enforcement Hotline⁵⁰⁴ with any particular concerns as this market develops.

821. Although several commenters argue that additional posting and filing requirements could be too burdensome and costly, the Commission does not believe this burden will be great. All capacity reassignments must be conducted or otherwise posted on OASIS and each assignee will be required to submit an executed service agreement

⁵⁰³ Interstate Natural Gas Association of America v. FERC, 285 F.3d 18 (D.C. Cir. 2002).

⁵⁰⁴ Market participants may contact the Commission's Enforcement Hotline via telephone (202) 502-8390, toll-free 1-888-889-8030, fax (202) 208-0057, or at <http://www.ferc.gov/contact-us/enforce-hot.asp>.

for reassigned service. The transmission provider thus will have ready access to data necessary for the OASIS postings and electronic quarterly transaction reports. In any event, the Commission's access to this data is vital to ensure effective monitoring and oversight and, thus, we find that any burden on the transmission provider is outweighed by the need for transparency. To the extent the transmission provider incurs costs to maintain or report this information, Order No. 889 made clear that all OASIS users, including the transmission provider, pay all of the fixed costs of OASIS-related activities in wholesale rates and pay usage-related variable costs and fees.⁵⁰⁵

822. With regard to confidentiality concerns, the Commission finds that the disclosure of reassigned capacity information is necessary for the Commission and market participants to effectively monitor transactions for undue discrimination and preference. Consistent with our determination in Order No. 2001, where similar concerns were raised regarding disclosure of information, we believe that disclosure will promote competition and make the market operate more efficiently.⁵⁰⁶ Moreover, public reports will provide customers with a certain level of price transparency to help them make informed decisions regarding the relative value of capacity on a particular path.

823. We decline requests to require implementation of electronic auctions for reassigned capacity. While such mechanisms are in place in RTO and ISO markets, we

⁵⁰⁵ Order No. 889 at 31,625.

⁵⁰⁶ See Order No. 2001 at P 94-129.

conclude that it would be too great a burden to impose electronic auctions on other transmission providers simply to facilitate capacity reassignments. The continued use of OASIS, combined with the posting and service agreement requirements adopted here, should be sufficient to facilitate more efficient use of the grid and mitigate the exercise of market power.

824. With regard to the requests that the Commission institute alternative specific timelines and other rules for the reassignment of capacity rights to ensure efficient use of the grid, we will not revise the rules set forth in the pro forma OATT. We do not have sufficient evidence in this proceeding to suggest that public utilities' existing scheduling timelines generally hinder customers from reselling unused transmission capacity or lead to capacity withholding.

825. With regard to requests for network customers to reassign transmission capacity, we affirm our finding in Order Nos. 888 and 888-A that capacity reassignments are available only to point-to-point customers.⁵⁰⁷ Point-to-point service under the pro forma OATT clearly sets forth defined capacity rights and is therefore reassignable. In comparison, there are no specific capacity rights associated with network service and, thus, that service is not reassignable. Network service provides a network customer with a right to integrate its designated resources with its designated loads, in a generation pattern primarily determined by the customer. As a result, it would be difficult to

⁵⁰⁷ Order No. 888 at 31,696; Order No. 888-A at 30, 223

determine at any moment in time exactly what portion of network service could be resold, because the network customer does not have a discrete capacity reservation and its usage of the transmission system varies as it attempts to most economically use its resources to meet its loads. To the extent an entity elects network service, it does so with the understanding that the service is not reassignable because there are no specific capacity rights to reassign.

5. “Operational” Penalties

a. Unreserved Use Penalties

NOPR Proposal

826. In the NOPR, the Commission proposed to clarify that unreserved use penalties apply to any circumstance where a transmission customer uses transmission service that it has not reserved.⁵⁰⁸ Specifically, the transmission customer would be subject to an unreserved use penalty in circumstances where the transmission customer has a transmission service reservation, but uses transmission service in excess of its reserved capacity. A transmission customer also would be subject to an unreserved use penalty if the transmission customer uses transmission service where it does not have a transmission service reservation. The Commission also proposed that a transmission customer would not be subject to an unreserved use penalty in circumstances where the

⁵⁰⁸ In the NOPR, we referred to an unreserved use penalty as an “unauthorized use penalty.” For the purpose of the Final Rule, we adopt the term “unreserved use penalty” as it more clearly articulates the nature of the penalty.

**ORDONNANCE N° 890-A
DE LA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**

3. Capacity Reassignment

a. Removal of the Price Cap

374. The Commission concluded in Order No. 890 that it is appropriate to lift the price cap for all transmission customers reassigning point-to-point transmission capacity, i.e., resellers. The Commission found that the price cap had served to reduce transmission options for customers and impair the development of a secondary market for transmission capacity. The Commission concluded that removing the price cap will allow capacity to be allocated to those entities that value it the most, thereby sending more accurate price signals for identification of the appropriate location for construction of new transmission facilities to reduce congestion.

375. To enhance oversight and monitoring by the Commission of the secondary market for transmission capacity, certain reforms were adopted to the underlying rules governing capacity reassignments. First, the Commission required that all sales or assignments of capacity be conducted through, or otherwise posted on, the transmission provider's OASIS on or before the date the reassigned service commences. Second, the Commission required that assignees of transmission capacity execute a service agreement with the transmission provider prior to the date on which the reassigned service commences. Third, in addition to existing OASIS posting requirements, the Commission required transmission providers to aggregate and summarize in an electric quarterly report (EQR) the data contained in the service agreements for reassigned capacity. The Commission explained that, taken together, these reforms will increase the transparency of capacity reassignments and facilitate our monitoring of the secondary market for transmission capacity.

387. If the Commission declines to reinstate the price cap on assignments of transmission capacity, TAPS asks that the Commission take two steps to offer consumer protection. First, TAPS asks the Commission to require utilities seeking to reassign transmission capacity to demonstrate a lack of transmission market power. TAPS argues that this demonstration should examine each point of receipt/point of delivery pair as a distinct market, unless the public utility can show that alternative paths provide meaningful substitutes. Second, TAPS asks the Commission to lift the price cap only for short-term services and only for a period of two years. TAPS suggests that, at the end of this period, the Commission should assess whether prices for reassigned capacity are competitive and whether the experiment produced the desired increase in reassigned capacity.

Commission Determination

388. The Commission affirms the decision in Order No. 890 to remove the price cap on reassignments of transmission capacity. We continue to believe that removal of the price cap will give market participants additional options for acquiring transmission. Point-to-point transmission service customers will have increased incentives to resell their service whenever others place a higher value on it. Existing transmission therefore will be put to better, more efficient use. Point-to-point customers also may be willing to commit to buy additional transmission service (such as for periods long enough to get rollover rights) since they are able to resell above the price cap during periods in which they do not need the capacity. On this basis alone, we find that establishing a competitive market for secondary transmission capacity will send more accurate signals that promote efficient use of the transmission system by fostering the reassignment of unused capacity.

389. We agree with petitioners that restricting reassignment to the same point of receipt and point of delivery has limited, and may continue to limit, the number of reassignments that take place. It does not follow, however, that the price cap is irrelevant or that lifting the cap will not encourage additional reassignments of transmission capacity. Petitioners acknowledge that the secondary market for transmission capacity is underdeveloped. Even if the price cap is not the sole cause for this lack of development, it is at least a contributing factor. While other reforms adopted in Order No. 890 also will facilitate use of and investment in the transmission system, this does not mean that lifting the price cap on capacity reassignments is unnecessary or unimportant. The reforms adopted in Order No. 890, including the decision to lift the price cap, work together to enhance customer options and the transmission provider's operation of the grid.

390. We are sensitive, however, to the concerns expressed by petitioners and grant rehearing to limit the period during which reassignments may occur above the cap. In Order No. 890, the Commission directed staff to closely monitor the quarterly reassignment-related data submitted by transmission providers to identify any problems in the development of the secondary market and to prepare a report on staff's findings for the Commission within 6 months of the receipt of two years worth of data, i.e., by May 1, 2010. Upon further consideration, we conclude that it is most appropriate to lift the price cap on reassignments of capacity only to accommodate this study period and amend section 23.1 of the pro forma OATT to reinstate the price cap as of October 1, 2010. Upon review of the staff report and any feedback from the industry, the Commission can

determine whether it is appropriate to continue to allow reassignments of capacity above the price cap beyond that date.

391. We disagree that a market power study or other empirical competition analyses are required to lift the price cap on capacity reassignments during this study period. Contrary to petitioners' assertions, market power analyses are not the only method to ensure that market-based rates remain just and reasonable.¹⁴⁷ In INGAA,¹⁴⁸ the court affirmed the Commission's removal of price ceilings for short-term capacity releasing shippers in the natural gas market without requiring sellers to submit market power analyses, recognizing non-cost factors such as the need to lift price ceilings to facilitate movement of capacity into the hands of those who value it most. The court concluded that these non-cost factors, combined with the limitation of negotiated rates to the secondary market, distinguished the case from Farmers Union.¹⁴⁹ Similarly, continuing rate regulation of the transmission provider's primary capacity, competition among resellers, and reforms to the secondary market for transmission capacity, combined with enforcement proceedings, audits, and

¹⁴⁷ See Alternatives to Traditional Cost-of-Service Ratemaking for Natural Gas Pipelines and Regulation of Negotiated Transportation Services of Natural Gas Pipelines, 74 FERC ¶ 61,076 at 61,227-36 (1996). The Commission ultimately determined in that case that a market power analysis was required in order to allow a pipeline to use market-based pricing instead of cost-of-service rates. The Commission has not proposed to allow transmission providers to engage in sales of primary capacity at market based rates and, as explained below, sufficient protections exist to ensure the secondary market for transmission capacity remains sufficiently competitive without requiring market power analyses from each reseller.

¹⁴⁸ 285 F.3d at 33.

¹⁴⁹ INGAA, 285 F.3d at 31-34.

other regulatory controls, will assure that prices in the secondary market for transmission capacity remain within a zone of reasonableness.¹⁵⁰

392. Petitioners inappropriately discount the importance of these regulatory protections, particularly the continued rate regulation of primary transmission capacity. Unlike gas pipelines, transmission providers are obligated to construct new facilities to satisfy a request for service if that request cannot be satisfied using existing capacity. The pro forma OATT does not, and will not, permit the withholding of transmission capacity by the transmission provider and effectively establishes a price ceiling for long-term reassignments at the transmission provider's cost of expanding its system. Petitioner arguments to the contrary assume non-compliance with the transmission provider's obligations under the pro forma OATT. If a customer has evidence of such non-compliance, it should bring the matter to the Commission's attention through a complaint or other appropriate procedural mechanism. Absent such evidence, the Commission concludes that the continued rate regulation of the primary market, and the transmission provider's obligation to expand its system to accommodate service requests, adequately mitigates any market power that resellers may have in the long-term secondary market.

393. Pending the completion of upgrades, we acknowledge that delays associated with constructing new facilities could limit the downward effect that the transmission provider's cost of expansion has on prices. Resellers could attempt to gain market power through economic or physical withholding of their primary capacity when congestion arises. As the

¹⁵⁰ See Order No. 890 at P 811.

Commission found in Order No. 890, however, competition among resellers, as well as the ability of customers desiring additional capacity to access primary capacity using conditional firm point-to-point service or the modified planning redispatch implemented in Order No. 890, will mitigate the exercise of market power in the interim.¹⁵¹ Moreover, any primary capacity that is not scheduled is made available to other customers on a non-firm basis, frustrating any attempts to withhold capacity.¹⁵²

394. Reforms to the rules governing reassignments and associated reporting obligations also increase our regulatory oversight of the secondary market, allowing the Commission to effectively monitor that market for any attempts to exercise market power. All reassignments must now be conducted through or otherwise posted on OASIS and assignees must execute service agreements prior to the date on which service commences. Transmission providers must provide information regarding reassignments in their EQRs.¹⁵³ As noted above, Commission staff will also closely monitor the quarterly reassignment-related data submitted by transmission providers and prepare a report on

¹⁵¹ See Order No. 890 at P 809, 812.

¹⁵² See *id.* at P 811.

¹⁵³ As TDU Systems point out, the reports will lag behind the daily and hourly transactions in the market. As explained above, competition among resellers and regulatory protections embedded in the pro forma OATT will ensure that prices remain within the zone of reasonableness in the immediate near-term. The reports will enable the Commission to identify trends in the market and inefficiencies that may occur. Furthermore, if parties see that particular holders of transmission capacity are attempting to exercise market power through hoarding or other tactics, they can report such instances to the Office of Enforcement for investigation without delay.

staff's findings for the Commission's consideration. The Commission takes seriously the possibility that resellers may attempt to exercise market power in the secondary market for transmission capacity. We continue to believe, however, that the regulatory protections in place and our increased oversight of this market will limit the potential for market power abuse during the period in which the price cap is lifted. There is no need for particularized market power studies regarding secondary transmission capacity, as suggested by TAPS.

395. We disagree with NRECA and TDU Systems that the potential for secondary prices to rise above primary capacity prices indicates that rates may not be just and reasonable. As the courts have recognized, prices in a competitive market should rise during periods when capacity is truly scarce in order to ensure that capacity is being allocated appropriately.¹⁵⁴ The precedent cited by petitioners clearly permits the Commission to implement alternative pricing structures provided that safeguards are in place to ensure that rates remain within a zone of reasonableness.¹⁵⁵ We continue to believe that the regulatory framework governing the reassignment of transmission capacity, combined with our increased oversight and enforcement authority, will ensure that the rates for secondary transmission capacity remain within the zone of reasonableness. At the same time, lifting

¹⁵⁴ See INGAA, 285 F.3d at 18, 32 (“[B]rief spikes in moments of extreme exigency are completely consistent with competition, reflecting scarcity rather than monopoly... A surge in the price of candles during a power outage is no evidence of monopoly in the candle market.”).

¹⁵⁵ See Farmers Union, 734 F.2d at 1509-10; INGAA, 285 F.3d at 32-34; Lockyer, 383 F.3d at 10-13; see also Environmental Action v. FERC, 996 F.2d 401, 410 (D.C. Cir. 1993).

the price cap will give primary transmission customers greater incentives to commit to long-term service because they will be able to resell above the cap during periods when they do not need the capacity.

396. We decline to adopt a mechanism to share revenues from capacity reassignments with the transmission provider. Allocation of the entire reassignment premium to the reseller is appropriate because it promotes an efficient allocation of transmission capacity, while sharing of the premium could make a potential seller less likely to resell even though another customer places a higher value on the transmission service. The Commission addressed a similar request in Order No. 636-A and concluded that releasing shippers in the gas market should be entitled to receive the proceeds from reselling their capacity.¹⁵⁶

Notwithstanding differences in the secondary market for transmission capacity, we believe that a similar approach should be followed for transmission providers, particularly since they already receive their full cost-of-service through payments for the underlying primary capacity. In any event, it would only be fair to share premiums with the transmission provider if losses were also shared when capacity was resold for less than the cost to the reseller of the capacity. Such sharing could lead to under-recovery of costs contrary to the premise of cost-of-service rates.

¹⁵⁶ See Pipeline Service Obligations and Revisions to Regulations Governing Self-Implementing Transportation; and Regulation of Natural Gas Pipelines After Partial Wellhead Decontrol, Order No. 636-A, 57 FR 36128 (August 12, 1992) FERC Stats. & Regs., Regulations Preambles January 1991 – June 1996 ¶ 30,950 at 30,562 (1992) (“Since the pipeline is not releasing the capacity, no efficiency or other pro-competitive goal would be furthered by allowing it to retain incremental proceeds.”).

397. Finally, we do not believe that assignments will impose risks upon native load customers in contravention of FPA section 217 by increasing the likelihood of curtailments. Transmission providers should be planning the operation of their system to accommodate all reserved uses. Simply reassigning primary capacity from one customer to another should not alter the transmission provider's ability to satisfy its service commitments. We also disagree that lifting the price cap on reassignments of capacity will make it more difficult for LSEs to obtain firm capacity to serve their load or otherwise marginalize native load service, as APPA suggests. Lifting the price cap should encourage primary capacity holders to make more, not less, transmission available to other customers, including LSEs. While it is true that secondary capacity may at times be more expensive than primary capacity, establishing a competitive market for secondary transmission capacity will benefit all customers, including LSEs, by sending more accurate signals that promote efficient allocation of transmission capacity.

b. Lifting the Price Cap for Merchant Function and Affiliates

398. The Commission declined in Order No. 890 to adopt the NOPR proposal to retain price caps for capacity resold by a transmission provider's merchant function or its affiliates. After reviewing the comments submitted in response to the NOPR, and further considering its experience regulating capacity reassignments, the Commission concluded that retaining price caps for this portion of the market would continue to impair development of the secondary market and that price caps for such capacity are not otherwise necessary to ensure just and reasonable rates. The Commission found that there

secondary markets, or from transmission or generation, and will seek to drive profits to monopoly levels if possible. TDU Systems argue that the fact that both affiliated and non-affiliated transmission customers were permitted in Order No. 888 to engage in reassignments of capacity is irrelevant because the ability to reassign capacity invoked few market power concerns so long as the price cap remained.

402. APPA also requests clarification as to whether the transmission capacity that a transmission provider's merchant function uses to serve the transmission provider's own retail loads is eligible for reassignment. If so, APPA argues that it is unduly discriminatory to deny network customers the ability to reassign their capacity. APPA contends that network service was developed specifically to provide to other LSEs a transmission service comparable to the transmission service that public utilities provide themselves.

Commission Determination

403. The Commission affirms the decision in Order No. 890 to lift the price cap for capacity resold by any point-to-point transmission customer, including the transmission provider's merchant function and its affiliates. We continue to believe that retaining the price cap for this portion of the market would impair development of the secondary market and is not otherwise necessary to ensure just and reasonable rates. In light of the protections discussed above, we find there are not significant market power concerns that would justify retaining resale price caps for any transmission customer.

404. While it is true that lifting the price cap for reassignments of capacity could provide an economic incentive for the transmission provider's merchant function or its affiliates to acquire transmission capacity in an attempt to exercise market power, the same is true for

any customer. Under the Standards of Conduct, affiliated and unaffiliated customers have equal access to transmission-related information and, through the OASIS, equal opportunity to acquire primary transmission capacity. Thus, any customer could engage in speculative purchasing in an attempt to gain market power. The Commission found in Order No. 890 that the entire secondary market is now sufficiently competitive, in light of the reforms adopted, market forces, and other considerations, to justify lifting the price cap for all transmission customers reselling capacity.¹⁵⁷ As we explain above, there are sufficient structural and regulatory protections to ensure that no holder of capacity is able to exercise market power, regardless of whether the customer is affiliated with the transmission provider. The transmission provider must offer all firm (including long-term conditional firm) and non-firm capacity that is available and award that capacity in a non-discriminatory manner, which will undermine any customer's attempt to exercise market power. It therefore would not be appropriate to distinguish between classes of customers when lifting the price cap for reassignments.

405. We disagree that our decision will lead to lower investment in new facilities by transmission providers. The pro forma OATT places an affirmative obligation on transmission providers to expand their system in order to accommodate requests for service. In addition, Order No. 890 requires transmission providers to establish an open

¹⁵⁷ See Order No. 890 at P 809. There the Commission distinguished its decision from the determination in Order Nos. 888 and 888-A to implement the price cap on all reassignments based on a finding that the entire secondary market was not sufficiently competitive to justify market-based pricing.

and transparent planning process to ensure that transmission plans are developed on a non-discriminatory basis. Transmission providers are also required to file reports with the Commission if they are late processing requests for new service and pay penalties if they are consistently late with service request studies. We conclude that these protections are adequate to ensure that transmission providers do not forego upgrades in an attempt to increase the value of capacity that has been assigned to their affiliates.

406. Because the Commission has found the secondary market for transmission capacity to be sufficiently competitive, it would not be appropriate to distinguish between classes of customers reselling their capacity. As we state above, however, the Commission takes seriously allegations of market abuse and we reiterate our intent to be vigilant in overseeing this market. If the Commission finds evidence of market abuse, we will exercise our enhanced authority by restricting the ability of an offending reseller (and possibly its affiliates) to participate in the secondary market for transmission capacity or imposing other remedies, including civil penalties, as appropriate. Should any customer believe that capacity is being preferentially allocated to a transmission provider's affiliates, that particular holders of transmission capacity are attempting to exercise market power through hoarding or other tactics, or that the transmission provider is failing to meet its expansion obligations, the customer should bring the matter to the Commission's attention through a complaint or other appropriate procedural mechanism. We direct staff to include in its report any evidence of abuse in the secondary market for transmission capacity.

407. With regard to APPA's request for clarification regarding the ability of the transmission provider's merchant function to reassign transmission capacity used to serve

the transmission provider's retail load, we reiterate that only point-to-point transmission customers may reassign their transmission capacity.¹⁵⁸ To the extent the transmission provider's merchant function or a network customer has acquired point-to-point transmission, either may resell that capacity in the secondary market.

c. Contracting and Posting Issues

408. As noted above, the Commission required in Order No. 890 that all sales or assignments of capacity be conducted through or otherwise posted on the transmission provider's OASIS on or before the date the reassignment commences. The Commission thus eliminated the ability of transmission customers to assign transmission rights to another party with subsequent notification to the transmission provider. The Commission also directed transmission providers, working through NAESB, to develop appropriate OASIS functionality to allow such postings. Transmission providers were not required to implement this new OASIS functionality or any related business practices until NAESB develops appropriate standards.

409. The Commission also required that assignees of transmission capacity execute a service agreement prior to the date on which the reassigned service commences.

Transmission customers with market-based rate tariffs were no longer permitted to execute and implement assignments of capacity without involving the transmission provider, subject to after-the-fact reporting and posting. The Commission explained that this effectively returns the specified capacity to the transmission provider for the purpose of

¹⁵⁸ See Order No. 890 at P 825.

expressly limit the ability of assignees to further assign capacity, arguing that the administrative tracking and posting of additional reassignments would be costly. To the extent the Commission requires transmission providers to continue to credit and charge revenues from reassignments of capacity, E.ON U.S. and TranServ ask the Commission to clarify that transmission providers should be compensated for the accounting services they provide to act as billing agents for reassignments of capacity. Unless a compensation mechanism is spelled out in the pro forma OATT, these petitioners argue that the financial obligations between the reseller and assignee should remain with those parties.

Commission Determination

422. The Commission affirms the decision in Order No. 890 to require assignees to execute a service agreement with the transmission provider governing reassignments of transmission capacity prior to scheduling use of that capacity. We provide clarification of this requirement, however, in response to the concerns raised by petitioners. In Order No. 890, the Commission required that all reassignments be accomplished by the assignee executing a service agreement with the transmission provider that will govern the provision of reassigned service.¹⁶¹ The Commission did not intend to impose contracting obligations that are more onerous than the acquisition of primary transmission capacity, which may be accomplished through execution of a service agreement followed by scheduling on OASIS.

¹⁶¹ See id. at P 816. The Commission adopted corresponding revisions to section 23.1 of the pro forma OATT requiring the execution of a service agreement prior to the date on which the reassigned service commences that will govern the provision of reassigned service.

We clarify that it is equally sufficient for an assignee to execute a service agreement governing its reassignments of capacity generally and to complete a particular assignment through the OASIS. However, as with reservations of primary transmission capacity, there remains a threshold requirement to execute a service agreement with the transmission provider in order to commit the assignee to abide by the terms and conditions of the transmission provider's OATT governing the reassignment of transmission service.

423. It would not be appropriate to relieve assignees of the obligation to execute a service agreement with the transmission provider since such agreements establish the necessary contractual relationship between the assignee and the transmission provider. As we explain above, sales of reassigned capacity now take place under the transmission provider's OATT and, thus, there must be a contractual relationship between these parties. This does not mean, however, that all of the terms and conditions of a particular assignment must be stated in the service agreement. Like short-term firm and non-firm reservations of primary capacity, the transmission provider and assignee may rely on OASIS to provide information regarding the reseller, quantity, and price associated with a particular reassignment of service. This information would then become part of the binding agreement between the transmission provider and assignee governing the assignment,¹⁶² just as confirmation of short-term firm and non-firm transactions on OASIS constitute binding contractual commitments. Because execution of a service agreement with the

¹⁶² The EQR for reassignments of transmission capacity must contain all relevant transaction data, whether stated in the service agreement or related OASIS schedule.

transmission provider governing reassignments of capacity is a threshold requirement for an assignee wishing to accomplish a particular reassignment on OASIS, Bonneville's concern regarding the failure of an assignee to return its service agreement is misplaced. The assignee in that instance would have no right to schedule a reassignment on OASIS since it has not first executed the appropriate service agreement with the transmission provider.

424. Some of the confusion regarding these contracting requirements may have been caused by the Commission's reference in section 23.1 of the revised pro forma OATT to a service agreement "that will govern the provision of reassigned service," which could be interpreted to refer to transaction-by-transaction service agreements for reassignments. Inclusion of the words "Long-Term Firm" in both the title of the form of service agreement and the attached specifications in the new Attachment A-1 to the pro forma OATT adopted in Order No. 890 may have added to the confusion by potentially implying that use of the service agreement is limited to long-term firm point-to-point transactions instead of also applying to short-term firm point-to-point and non-firm point-to-point reassignments, as intended by the Commission.¹⁶³ We revise section 23.1 of the pro forma OATT and the title of Attachment A-1 to make clear that use of the form of service agreement for

¹⁶³ See pro forma OATT Attachment A-1, Form of Service Agreement for the Resale, Reassignment or Transfer of Long-Term Firm Point-to-Point Transmission Service.

reassigned capacity, and associated posting of schedules and transaction information on OASIS, should be similar to the use of such agreements for primary capacity.¹⁶⁴

425. The execution of a service agreement by the assignee does not itself terminate the reseller's service agreement, as EEI argues. The reseller's service agreement remains in place, granting the reseller scheduling rights for the reserved capacity and obligating the reseller to pay for that reservation. During the term of the assignment, the reseller will continue to be billed under its agreement with the transmission provider. The assignment of service simply transfers to the assignee some or all of the reseller's scheduling rights for the period of the reassignment and, in return, obligates the assignee to pay the transmission provider the negotiated rate. In order to prevent over-recovery by the transmission provider, the transmission provider must therefore credit the reseller the reassignment rate, which leaves the reseller with the net difference between the resale rate and the reseller's original rate.¹⁶⁵ If the assignee defaults and fails to pay for the reassigned capacity, the

¹⁶⁴ As with the form of service agreement for firm point-to-point transmission service, we retain the specifications attachment for the form of service agreement governing reassignments. We understand that long-term agreements for reservations of primary capacity rely on the specifications attachment, so we would expect similar practices to be used regarding long-term reassignments of transmission capacity. As with any transaction, however, actual uses of primary and secondary capacity should be scheduled on OASIS consistent with applicable business procedures.

¹⁶⁵ If the reseller and assignee agree to a full transfer of the reseller's rights and obligations, the reseller would only make payments to the extent the transfer is executed at a lower rate than the rate agreed to between the reseller and transmission provider, to ensure that the transmission provider receives the full contract price agreed to by the reseller. If the full transfer is executed at a rate in excess of the reseller's contract with the transmission provider, the transmission provider must credit the reseller with the additional revenue as a result of the transfer.

transmission provider should reverse the credit to the reseller to reflect the lack of payment by the assignee.¹⁶⁶

426. We disagree that these billing requirements are unduly burdensome. While it is true that the transmission provider may be required to bill at different rates, that is already the case under the pro forma OATT. Transmission providers are permitted to offer discounts from the rates stated in their OATT, provided they offer such discounts to all eligible customers. Offering discounts thus creates different rates for different customers depending on when they negotiate service. The transmission provider therefore should already have mechanisms in place to bill customers based on rates other than those stated in its OATT. In any event, the need to bill assignees directly for reassignments is inextricably linked to the decision to require that all reassignment transactions take place pursuant to the rate on file in the transmission provider's OATT, rather than bilateral agreements between customers.¹⁶⁷ We therefore do not intend for the discount rule or the price ceilings otherwise stated in the transmission provider's OATT to apply to reassignments of capacity. We have revised schedules 7 and 8 of the pro forma OATT accordingly.

¹⁶⁶ The transmission provider may take action against the assignee as it would any other default under the pro forma OATT. We recognize that, in this instance, the transmission provider may have little incentive to pursue collection since it will recover its original contract rate from the reseller, but it could transfer to the reseller its legal rights to enforce the assignee's payment obligations.

¹⁶⁷ It is therefore irrelevant that payments for third-party planning redispach are settled bilaterally, since the underlying planning redispach service is not provided under the transmission provider's OATT.

427. We clarify that, to the extent necessary, the costs incurred by the transmission provider to account and bill for reassignments of transmission capacity should be included in the transmission provider's cost of service, just like accounting and billing costs for any other service under the transmission provider's OATT. We decline MidAmerican's request to prohibit further assignments of reassigned capacity. Order No. 888 allowed for multiple reassignments under the pro forma OATT and MidAmerican does not justify departing from this practice. Just as the original transmission customer may find that it has excess capacity it can reassign, so may an assignee. Denying the assignee's right to further assign its scheduling rights would inhibit customers who value the capacity most from accessing it and thereby contradict the Commission goal of creating a competitive secondary market for transmission capacity.

428. With regard to OASIS modifications necessary to allow for the reassignment of transmission capacity, the Commission in Order No. 890 already directed transmission providers working through NAESB to develop appropriate OASIS functionality to allow for reassignment-related postings.¹⁶⁸ We understand that this work is on-going and expect any necessary modifications to NAESB's business practices that are necessary to reflect our rulings in this order will be adopted prior to the submission of those standards for Commission review. In the interim, transmission providers should identify in their business practices any procedures necessary to accomplish the reassignment of capacity by their customers.

¹⁶⁸ See Order No. 890 at P 815.

**TARIFS ET CONDITIONS DES
SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC**

points de réception ou de livraison sur une base ferme acceptée par le Transporteur.

23 Vente ou cession du service de transport

23.1 Procédures de cession ou de transfert du service : Un

client du service de transport peut vendre, céder ou transférer tout ou partie de ses droits en vertu de sa convention de service, mais seulement à un autre client admissible (le cessionnaire). Le client du service de transport qui vend, cède ou transfère ses droits en vertu de sa convention de service est ci-après désigné comme étant le revendeur. Le prix versé au revendeur ne saurait excéder la plus élevée des sommes suivantes :

(i) le prix initial payé par le revendeur, (ii) le tarif maximum du Transporteur en vigueur au moment de la cession ou (iii) le coût d'opportunité du revendeur.

Si le cessionnaire ne demande pas de changement quant aux points de réception ou de livraison ni un changement quant aux autres termes et conditions énoncés à la convention de service initiale, le cessionnaire bénéficiera du même service que le revendeur et sa priorité de service sera la même que celle du revendeur. Un revendeur doit aviser le Transporteur dès que possible de toute cession ou de tout transfert de service mais, en tout état de cause, un avis doit être fourni avant qu'un service ne soit fourni au cessionnaire. Le cessionnaire sera assujéti à tous les termes et conditions des présentes. Si le

cessionnaire demande un changement dans le service, la priorité de réservation du service sera établie par le Transporteur conformément à l'article 13.2.

23.2 Limites en matière de cession ou de transfert de service : Si le cessionnaire demande un changement quant au(x) point(s) de réception ou de livraison ou à toute autre spécification énoncée à la convention de service initiale, le Transporteur consentira à ce changement, sous réserve des stipulations des présentes, à condition que le changement ne compromette pas l'exploitation ou la fiabilité du réseau de transport, des centrales de production ou des réseaux de distribution situés dans la zone de réglage du Transporteur. Le cessionnaire doit payer au Transporteur les frais d'exécution de toute étude d'impact sur le réseau nécessaire pour évaluer la capacité du réseau de transport à accepter le changement proposé et les coûts additionnels payables par le client qui découlent de ce changement. Le revendeur demeure responsable de l'exécution de toutes les obligations en vertu de la convention de service, sauf si les parties s'entendent spécifiquement sur d'autres conditions par le biais d'une modification apportée à la convention de service.

23.3 Information sur la cession ou le transfert de service :

Conformément à l'article 4, les revendeurs peuvent se

**MISE À JOUR DE LA PROPOSITION DE
MODIFICATIONS AUX
TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC
À LA SUITE DE L'ORDONNANCE N° 890 DE LA FERC**

1 intégrées à l'exploitation du fournisseur de transport si elles pouvaient être
2 incluses dans les revenus requis annuels de ce dernier, si elles
3 lui appartenaient³⁰.

4 ***Orientation du Transporteur***

5 Le Transporteur propose de modifier l'article 30.9 des *Tarifs et conditions* pour
6 intégrer, comme le fait l'ordonnance n° 890, la présomption plus avant décrite
7 pour déterminer l'admissibilité aux crédits du client en réseau intégré
8 propriétaire d'installations de transport. Cette orientation est précisée dans la
9 fiche sur l'article 30.9 de la pièce HQT-2, Document 1.

10

3.6 Cession ou revente de capacité

11 ***Aperçu de l'ordonnance n° 890***

12 La FERC constate que le prix plafond imposé par le biais de l'ordonnance
13 n° 888 pour la revente de capacité de transport de point à point par les clients
14 du service de transport n'est plus juste et raisonnable. De plus, la revente de
15 capacité n'a pas donné lieu à un marché secondaire suffisamment actif depuis
16 la publication de cette ordonnance³¹.

17 Dans l'ordonnance n° 890, elle lève ainsi ce prix plafond pour éliminer un
18 obstacle non souhaitable à la revente de capacité et stimuler davantage la
19 création d'un tel marché. Cette levée devrait accroître l'utilisation des réseaux
20 et assurer que le service de transport de point à point est juste, raisonnable, et
21 non indûment discriminatoire³². Dans l'ordonnance n° 890-A³³, la FERC
22 précise que cette levée du prix plafond est en vigueur jusqu'au

³⁰ Ordonnance n° 890, paragraphe 753.

³¹ Ordonnance n° 890, paragraphes 85, 778.

³² Ordonnance n° 890, paragraphes 808, 85.

³³ Ordonnance n° 890-A, paragraphe 390.

1 1^{er} octobre 2010, moment auquel examinera la pertinence de continuer à
2 permettre la revente de capacité sans prix plafond.

3 ***Orientation du Transporteur***

4 L'article 23.1 des *Tarifs et conditions* prévoit déjà la revente de capacité par le
5 client (revendeur) à un autre client admissible (cessionnaire). On y prévoit que
6 le prix payé ne peut excéder le plus élevé des montants suivants : (i) le prix
7 initial payé par le revendeur; (ii) le tarif maximum du Transporteur au moment
8 de la cession ou revente; ou (iii) le coût d'opportunité du revendeur, plafonné
9 au coût d'expansion du Transporteur.

10 À l'instar de l'ordonnance n° 890, le Transporteur propose de modifier les
11 articles 23.1, 23.2 et 23.3 des *Tarifs et conditions* pour permettre au client du
12 service de transport de point à point de céder ou revendre la totalité ou une
13 partie de sa capacité à tout autre client admissible. Jusqu'au 1^{er} octobre 2010
14 au plus tôt, cette cession ou revente n'est assortie d'aucun prix plafond et est
15 conclue au prix convenu entre ces deux parties. Le Transporteur propose en
16 outre de faire, vers ce moment, les représentations qui peuvent être requises
17 auprès de la Régie en tenant compte notamment de l'évaluation à laquelle la
18 FERC aura procédé.

19 Cette orientation est décrite en détail dans les fiches de la pièce HQT-2,
20 Document 1 sur les articles 23.1, 23.2 et 23.3, et dans la fiche sur
21 l'appendice A-1.

22

Article 23.1

5

Thème	Objet de la modification
Cession ou revente de capacité	Procédures de cession ou de transfert du service
Révision mise en place par l'ordonnance 890 La FERC a conclu dans l'ordonnance 890 que les méthodes existantes pour la revente de services de point à point n'étaient pas suffisantes pour permettre le développement du marché secondaire des services de transport de point à point. L'objectif de la FERC est que le développement d'un marché secondaire pour la capacité de transport constitue une solution de rechange valable au marché primaire, soit la vente des services de transport par le transporteur. Afin de faciliter le développement du marché secondaire, FERC supprime le prix plafond pour la revente par un client à un autre client pour une période expérimentale, soit jusqu'au 1^{er} octobre 2010, permettant ainsi aux revendeurs et acheteurs potentiels de négocier entre eux le prix de la revente. Selon FERC, cette approche permet d'allouer le service de transport au client qui le valorise le plus, donnant ainsi un signal de prix approprié pour faciliter de nouveaux investissements en transport afin de réduire la congestion sur les réseaux. La FERC limite toutefois le retrait du plafond à la revente à une période se terminant le 1^{er} octobre 2010, afin de pouvoir mieux en évaluer les conséquences. D'autre part, FERC refuse d'appliquer aux affiliées du transporteur pour la revente des conditions différentes de celles qui s'appliquent à des tiers car cela ne ferait que limiter inutilement la fluidité du marché. FERC refuse également d'obliger les revendeurs à tenir des enchères électroniques pour la revente. Selon FERC, l'utilisation possible d'OASIS pour afficher la capacité à revendre suffit à renseigner les participants au marché sur les reventes possibles.	
Proposition de modification aux Tarifs et conditions 23.1 Procédures de cession ou de transfert du service : Un client du service de transport peut vendre, céder ou transférer tout ou partie de ses droits en vertu de sa convention de service, mais seulement à un autre client admissible (le cessionnaire). Le client du service de transport qui vend, cède ou transfère ses droits en vertu de sa convention de service est ci-après désigné comme étant le revendeur. Le prix versé au revendeur ne saurait excéder <u>la plus élevée des sommes-montants suivantes</u> : (i) le prix initial payé par le revendeur, (ii) le tarif maximum du Transporteur en vigueur au moment de la cession ou (iii) le coût d'opportunité du revendeur <u>plafonné au coût d'expansion du Transporteur; toutefois, pour un service fourni avant le 1^{er} octobre 2010, le prix versé au revendeur correspondra aux tarifs fixés dans la convention conclue entre le revendeur et le cessionnaire.</u> <u>Le cessionnaire doit conclure avec le Transporteur une convention de service régissant une nouvelle cession de service de transport avant la date de début du service faisant l'objet de la nouvelle cession. Le Transporteur facturera le revendeur, le cas échéant, selon les tarifs fixés dans la convention de service qu'il a conclue avec celui-ci ou dans le programme correspondant sur le site OASIS, et portera au crédit du revendeur le prix indiqué dans la convention de service conclue entre le cessionnaire et le Transporteur ou dans le programme correspondant sur le site OASIS; toutefois, ce crédit sera annulé en cas de non-paiement de la part du cessionnaire.</u> Si le cessionnaire ne demande pas de changement quant aux points de réception ou de livraison ni un changement quant aux autres termes et conditions énoncés à la convention de service initiale, le cessionnaire bénéficiera du même service que le revendeur et sa priorité de service sera la même que celle du revendeur. ~~Un revendeur doit aviser le Transporteur dès que possible de toute cession ou de tout transfert de service mais, en tout état de cause, un avis doit être fourni avant qu'un service ne soit fourni au cessionnaire.~~ Le cessionnaire sera assujéti à tous les termes et conditions des présentes. Si le cessionnaire demande un changement dans le service, la priorité de réservation du service sera établie par le Transporteur conformément à l'article 13.2.	
Description et justification de la modification Ces modifications permettent la suppression du prix maximum de revente des services de transport jusqu'au 1^{er} octobre 2010 (période expérimentale définie par la FERC). Un client peut d'ici là revendre son service de transport à un prix supérieur à son prix d'achat auprès du Transporteur. De plus, le Transporteur signera une	

nouvelle convention de service avec le client admissible et remboursera ou facturera le client original de l'écart de prix entre la vente originale et la revente.

Pendant la période expérimentale qui s'étend jusqu'au 1^{er} octobre 2010, FERC assujettit les transporteurs sous son autorité à des déclarations de renseignements supplémentaires sur la revente dans leurs rapports trimestriels.

Le développement du marché secondaire des services de transport contribue à mitiger le risque des acheteurs de transport, particulièrement ceux qui s'engagent pour une période de cinq (5) ans ou plus, en facilitant la revente au prix de marché si leurs besoins venaient à changer. De plus, la revente permet d'optimiser les capacités de transport requises par les clients, en leur permettant de racheter la capacité disponible au prix de marché, plutôt qu'en demandant un nouveau service de transport.

Le Transporteur estime devoir offrir au client du service de transport de point à point des conditions de marché comparables à celles dont ses affiliées bénéficient sur les réseaux tiers.

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle

Le déplaçonnement du prix de la revente, s'il permet d'atteindre l'objectif visé qui est de développer le marché secondaire de la capacité de transport, permet à la clientèle d'optimiser ses achats de services de transport en facilitant la revente de tout excédent possible au prix du marché. De même, tout client pourrait disposer d'une capacité disponible au prix de marché; le cessionnaire fait alors face à un coût potentiellement plus élevé, qu'il peut tout de même juger opportun eu égard aux conditions qui prévalent dans les marchés. Le Transporteur ne retire aucun bénéfice direct de la revente, mais celle-ci permet de stimuler l'utilisation du réseau par ceux qui y attribuent la plus grande valeur, une fin justifiée dans le contexte de son marché.

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Ordonnance 890: § 778-825; Ordonnance 890-A: § 376-433, 809

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

Les articles suivants des *Tarifs et conditions* sont également modifiés pour énoncer l'ensemble des règles relatives à la revente de service de transport : 23.2; 23.3 et l'appendice A-1.

Article 23.2

Thème	Objet de la modification
Cession ou revente de capacité	Limites en matière de cession ou de transfert de service
Révision mise en place par l'ordonnance 890	
La FERC a conclu dans l'ordonnance 890 que les méthodes existantes pour la revente de services de point à point n'étaient pas suffisantes pour permettre le développement du marché secondaire des services de transport de point à point. L'objectif de la FERC est que le développement d'un marché secondaire pour la capacité de transport constitue une solution de rechange valable au marché primaire, soit la vente des services de transport par le transporteur. Afin de faciliter le développement du marché secondaire, FERC supprime le prix plafond pour la revente par un client à un autre client pour une période expérimentale, soit jusqu'au 1^{er} octobre 2010, permettant ainsi aux revendeurs et acheteurs potentiels de négocier entre eux le prix de la revente. Selon FERC, cette approche permet d'allouer le service de transport au client qui le valorise le plus, donnant ainsi un signal de prix approprié pour faciliter de nouveaux investissements en transport afin de réduire la congestion sur les réseaux. La FERC limite toutefois le retrait du plafond à la revente à une période se terminant le 1^{er} octobre 2010, afin de pouvoir mieux en évaluer les conséquences. D'autre part, FERC refuse d'appliquer aux affiliées du transporteur pour la revente des conditions différentes de celles qui s'appliquent à des tiers car cela ne ferait que limiter inutilement la fluidité du marché. FERC refuse également d'obliger les revendeurs à tenir des enchères électroniques pour la revente. Selon FERC, l'utilisation possible d'OASIS pour afficher la capacité à revendre suffit à renseigner les participants au marché sur les reventes possibles.	
Proposition de modification aux Tarifs et conditions	
23.2 Limites en matière de cession ou de transfert de service : Si le cessionnaire demande un changement quant au(x) point(s) de réception ou de livraison ou à toute autre spécification énoncée à la convention de service initiale, le Transporteur consentira à ce changement, sous réserve des stipulations des présentes, à condition que le changement ne compromette pas l'exploitation ou la fiabilité du réseau de transport, des centrales de production ou des réseaux de distribution situés dans la zone de réglage du Transporteur. Le cessionnaire doit payer au Transporteur les frais d'exécution de toute étude d'impact sur le réseau nécessaire pour évaluer la capacité du réseau de transport à accepter le changement proposé et les coûts additionnels payables par le client qui découlent de ce changement. Le revendeur demeure responsable de l'exécution de toutes les obligations en vertu de la convention de service, <u>sauf si les parties le Transporteur et le revendeur s'entendent spécifiquement sur d'autres conditions par le biais d'une modification apportée à la convention de service.</u>	
Description et justification de la modification	
Ces modifications permettent la suppression du prix maximum de revente des services de transport jusqu'au 1^{er} octobre 2010 (période expérimentale définie par la FERC). Un client peut d'ici là revendre son service de transport à un prix supérieur à son prix d'achat auprès du Transporteur. De plus, le Transporteur signera une nouvelle convention de service avec le client admissible et remboursera ou facturera le client original de l'écart de prix entre la vente originale et la revente. Pendant la période expérimentale qui s'étend jusqu'au 1^{er} octobre 2010, FERC assujettit les transporteurs sous son autorité à des déclarations de renseignements supplémentaires sur la revente dans leurs rapports trimestriels. L'ajout à l'article 23.2 vise à préciser que les parties qui y sont visées sont le Transporteur et le revendeur. Le développement du marché secondaire des services de transport contribue à mitiger le risque des acheteurs de transport, particulièrement ceux qui s'engagent pour une période de cinq (5) ans ou plus, en facilitant la	

revente au prix de marché si leurs besoins venaient à changer. De plus, la revente permet d'optimiser les capacités de transport requises par les clients, en leur permettant de racheter la capacité disponible au prix de marché, plutôt qu'en demandant un nouveau service de transport.

Le Transporteur estime devoir offrir au client du service de transport de point à point des conditions de marché comparables à celles dont ses affiliées bénéficient sur les réseaux tiers.

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle

Le déplaçonnement du prix de la revente, s'il permet d'atteindre l'objectif visé qui est de développer le marché secondaire de la capacité de transport, permet à la clientèle d'optimiser ses achats de services de transport en facilitant la revente de tout excédent possible au prix du marché. De même, tout client pourrait disposer d'une capacité disponible au prix de marché; le cessionnaire fait face à un coût potentiellement plus élevé, qu'il peut tout de même juger opportun eu égard aux conditions qui prévalent dans les marchés. Le Transporteur ne retire aucun bénéfice direct de la revente, mais celle-ci permet de stimuler l'utilisation du réseau par ceux qui y attribuent la plus grande valeur, une fin justifiée dans le contexte de son marché.

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Ordonnance 890: § 778-825; Ordonnance 890-A: § 376-433, 809; Ordonnance 890-B: § 68-86

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

La fiche 23.1 contient une explication détaillée des modifications proposées aux activités de revente par les clients des services de transport achetés auprès du Transporteur. L'article 23.3 et l'appendice A-1 des *Tarifs et conditions* sont également modifiés pour énoncer l'ensemble des règles relatives à la revente de service de transport.

Article 23.3

Thème	Objet de la modification
Cession ou revente de capacité	Information sur la cession ou le transfert de service
Révision mise en place par l'ordonnance 890 La FERC a conclu dans l'ordonnance 890 que les méthodes existantes pour la revente de services de point à point n'étaient pas suffisantes pour permettre le développement du marché secondaire des services de transport de point à point. L'objectif de la FERC est que le développement d'un marché secondaire pour la capacité de transport constitue une solution de rechange valable au marché primaire, soit la vente des services de transport par le transporteur. Afin de faciliter le développement du marché secondaire, FERC supprime le prix plafond pour la revente par un client à un autre client pour une période expérimentale, soit jusqu'au 1^{er} octobre 2010, permettant ainsi aux revendeurs et acheteurs potentiels de négocier entre eux le prix de la revente. Selon FERC, cette approche permet d'allouer le service de transport au client qui le valorise le plus, donnant ainsi un signal de prix approprié pour faciliter de nouveaux investissements en transport afin de réduire la congestion sur les réseaux. La FERC limite toutefois le retrait du plafond à la revente à une période se terminant le 1^{er} octobre 2010, afin de pouvoir mieux en évaluer les conséquences. D'autre part, FERC refuse d'appliquer aux affiliées du transporteur pour la revente des conditions différentes de celles qui s'appliquent à des tiers car cela ne ferait que limiter inutilement la fluidité du marché. FERC refuse également d'obliger les revendeurs à tenir des enchères électroniques pour la revente. Selon FERC, l'utilisation possible d'OASIS pour afficher la capacité à revendre suffit à renseigner les participants au marché sur les reventes possibles.	
Proposition de modification aux Tarifs et conditions 23.3 Information sur la cession ou le transfert de service : Conformément à l'article 4, <u>toutes les ventes et les cessions de capacité doivent être effectuées par l'entremise du site OASIS du Transporteur, ou affichées sur celui-ci, au plus tard à la date de début du service faisant l'objet de la nouvelle cession, et elles sont assujetties à l'article 23.1.</u> Les revendeurs peuvent également se servir du site OASIS du Transporteur pour afficher la capacité de ~~transport~~ <u>transfert</u> disponible pour la revente.	
Description et justification de la modification Ces modifications permettent la suppression du prix maximum de revente des services de transport jusqu'au 1^{er} octobre 2010 (période expérimentale définie par la FERC). Un client peut d'ici là revendre son service de transport à un prix supérieur à son prix d'achat auprès du Transporteur. De plus, le Transporteur signera une nouvelle convention de service avec le client admissible et remboursera ou facturera le client original de l'écart de prix entre la vente originale et la revente. Pendant la période expérimentale qui s'étend jusqu'au 1^{er} octobre 2010, FERC assujettit les transporteurs sous son autorité à des déclarations de renseignements supplémentaires sur la revente dans leurs rapports trimestriels. Cet article 23.3 prévoit l'utilisation d'OASIS pour la revente par le client de services de transport achetés auprès du Transporteur, soit pour offrir la capacité disponible à d'autres clients, soit pour afficher après le fait qu'une revente a eu lieu entre clients des services de transport. Le nouvel OASIS à être mis en service par le Transporteur disposera des modalités nécessaires à cette fin. Le développement du marché secondaire des services de transport contribue à mitiger le risque des acheteurs de transport, particulièrement ceux qui s'engagent pour une période de cinq (5) ans ou plus, en facilitant la revente au prix de marché si leurs besoins venaient à changer. De plus, la revente permet d'optimiser les capacités de transport requises par les clients, en leur permettant de racheter la capacité disponible au prix de marché, plutôt qu'en demandant un nouveau service de transport. Le Transporteur estime devoir offrir au client du service de transport de point à point des conditions de marché comparables à celles dont ses affiliées bénéficient sur les réseaux tiers.	

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle

Le déplaçonnement du prix de la revente, s'il permet d'atteindre l'objectif visé qui est de développer le marché secondaire de la capacité de transport, permet à la clientèle d'optimiser ses achats de services de transport en facilitant la revente de tout excédent possible au prix du marché. De même, tout client pourrait disposer d'une capacité disponible au prix de marché; le cessionnaire fait face à un coût potentiellement plus élevé, qu'il peut tout de même juger opportun eu égard aux conditions qui prévalent dans les marchés. Le Transporteur ne retire aucun bénéfice direct de la revente, mais celle-ci permet de stimuler l'utilisation du réseau par ceux qui y attribuent la plus grande valeur, une fin justifiée dans le contexte de son marché.

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Ordonnance 890: § 778-825; Ordonnance 890-A: § 376-433, 809; Ordonnance 890-B: § 68-86

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

La fiche 23.1 contient une explication détaillée des modifications proposées aux activités de revente par les clients des services de transport achetés auprès du Transporteur. L'article 23.2 et l'appendice A-1 des *Tarifs et conditions* sont également modifiés pour énoncer l'ensemble des règles relatives à la revente de service de transport.

Article 2.2

Thème	Objet de la modification
Droit de renouvellement	Priorité de réservation pour les clients existants du service ferme
Révision mise en place par l'ordonnance 890 La FERC a conclu dans l'ordonnance 890 que la priorité existante de renouvellement du service de point à point fermes de long terme prévue à l'article 2.2 de l'OATT n'est plus juste et raisonnable et est indûment discriminatoire. Selon la FERC, les droits et obligations du détenteur d'un droit de renouvellement doivent être proportionnels aux obligations de planification et de construction imposées aux transporteurs par l'existence des droits de renouvellement. Le FERC en a donc conclu qu'une durée de cinq ans de service signé est une condition préalable pour que le client bénéficie d'une priorité de renouvellement à l'expiration du service. De plus, la FERC ajoute qu'une durée minimale de cinq (5) ans protège adéquatement la charge locale, puisque cela assure que seuls les clients ayant des obligations à long terme disposent de la priorité de renouvellement à l'échéance. À chaque renouvellement, le client devra donc renouveler au minimum pour cinq (5) ans s'il veut conserver cette priorité et conserver le droit d'égaliser toute demande concurrente de plus longue durée. La FERC a considéré que l'article 2.2. est déficient, puisque la priorité de renouvellement accordée à des clients ayant un contrat d'un an seulement oblige le transporteur à planifier son réseau comme si cette réservation était pour une plus longue période. Le client reçoit donc en quelque sorte une garantie de service prolongé supérieure à ses engagements envers le transporteur et à ce qu'il doit payer à ce dernier. Ainsi, le transporteur se prive de revenus additionnels en ne pouvant vendre à d'autres clients la capacité disponible après la fin du contrat d'un an, sans savoir avant 60 jours de la fin du contrat si le client renouvellera celui-ci. Les valeurs de la capacité de transfert disponible pour les années futures seront donc de meilleure qualité avec les changements proposés. Finalement, la FERC croit qu'avec une durée minimale de cinq (5) ans, le préavis pour exercer son droit de renouvellement doit être allongé à un (1) an, plutôt que soixante (60) jours actuellement, afin d'équilibrer les besoins des clients d'une part, avec les obligations du Transporteur de planifier son réseau, d'autre part.	
Proposition de modification aux Tarifs et conditions 2.2 Priorité de réservation pour les clients existants du service ferme : Les clients existants du service de transport ferme avec une durée de contrat ~~d'un an~~ <u>de cinq ans</u> ou plus sont en droit de continuer d'utiliser le service de transport du Transporteur à l'expiration, à la reconduction ou au renouvellement de leur contrat. Cette priorité de réservation de transport ne dépend pas du fait que le client existant continue à acheter l'électricité du Producteur, ou choisit d'acheter l'électricité d'un autre fournisseur. Si, à la fin de la durée du contrat, le réseau de transport du Transporteur ne peut pas répondre à toutes les demandes de service de transport, le client existant de service ferme doit accepter une durée de contrat au moins égale à <u>celle-la durée de contrat plus longue</u> d'une ~~nouvelle~~ demande concurrente de la part d'un ~~nouveau~~ client admissible et accepter de payer le tarif juste et raisonnable courant approuvé par la Régie pour ce service; <u>ce droit du client existant (ci-après le droit de préemption) est conditionnel à ce que le nouveau contrat ait à condition que le client du service ferme détienne un droit de préemption à la fin de la durée de ce service seulement si le nouveau contrat a une durée de cinq ans ou plus. Le client existant du service ferme doit faire savoir au Transporteur s'il exercera son droit de préemption au moins un an avant la date d'expiration de sa convention de service de transport.</u> Cette priorité de réservation de transport pour les clients existants du service ferme est un droit qui se continue et qui peut être exercé à la fin de tous les contrats fermes ~~d'un an~~ <u>de cinq ans</u> ou plus. <u>À moins qu'elles n'aient été révoquées, Les conventions de service bénéficiant assujetties à d'un droit de préemption qui ont été conclues avant la date établie à l'article 44.2 ou qui sont associées à une demande de service de transport reçue avant cette date établie à l'article 44.2, à moins qu'elles ne soient révoquées, (ci-après les conventions de service en cours) dont le terme expire dans les cinq ans suivant cette date deviendront assujetties aux exigences relatives à la durée de cinq ans et au préavis d'un an à la date de leur</u>	

première reconduction, à la condition que le client existant ait fait savoir au Transporteur qu'il exercera son droit de préemption au moins 60 jours avant l'expiration de ce terme. À moins qu'elles n'aient été révoquées, les conventions de service en cours dont le terme expire plus de cinq ans suivant la date établie à l'article 44.2 seront assujetties à l'exigence relative à la durée de cinq ans et au préavis d'un an. L'avis d'un an s'applique aux conventions de service ayant encore une durée de contrat de cinq ans ou plus à la date établie à l'article 44.2, à condition que le client en avise le Transporteur par écrit et via OASIS au plus tard soixante (60) jours avant la fin du contrat.

Description et justification de la modification

Avec cette modification, les droits de renouvellement pour les réservations de long terme s'appliqueront aux réservations de cinq (5) ans et plus (actuellement 1 an), avec un avis d'un (1) an (actuellement 60 jours).

Quant à la mise en œuvre de cette modification, le Transporteur propose que :

- les conventions de service conclues avant la date d'entrée en vigueur de la modification à l'article 2.2 des *Tarifs et conditions*, ou encore liées à une demande de service de transport antérieure à cette date, se conformeront aux nouvelles exigences, c'est-à-dire un contrat d'une durée minimale de cinq ans assorti d'un préavis d'au moins un an, à compter de la première occasion d'exercice du droit de renouvellement après la date d'entrée en vigueur de cette modification;
- les conventions de service dont la durée résiduelle est de plus de cinq ans à la date d'entrée en vigueur de la modification à l'article 2.2 des *Tarifs et conditions* soient visées par l'obligation de donner un préavis d'un an pour leur renouvellement à compter de cette date.

Les amendements clarifient l'intention du Transporteur et précisent l'existence du droit de préemption lorsque la demande concurrente émane d'un client existant du service de transport.

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle

Le Transporteur juge que les motifs pour lesquels la FERC a porté la durée minimale du contrat à cinq ans, assorti d'un préavis d'au moins un an, sont pertinents et applicables dans le contexte de son marché. Les modifications proposées à la priorité de renouvellement apporteront une plus grande certitude aux capacités de transfert disponibles pour les années futures, ce qui est à l'avantage de la clientèle.

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Ordonnance 890: § 1231, 1245; Ordonnance 890-A: § 632-695; Ordonnance 890-B: § 141-154

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

Le texte proposé de l'article 2.2 réfère à celui de l'article 44.2 pour l'entrée en vigueur des modifications à la priorité de renouvellement des services fermes existants. L'article 44.2 comprend la date à être approuvée par la Régie pour les modifications proposées aux *Tarifs et conditions*.

Appendice A-1

Thème	Objet de la modification
Cession ou revente de capacité	Formule de convention de service pour la revente, la cession ou le transfert du service de transport de point à point
Révision mise en place par l'ordonnance 890 La FERC a conclu dans l'ordonnance 890 que les méthodes existantes pour la revente de services de point à point n'étaient pas suffisantes pour permettre le développement du marché secondaire des services de transport de point à point. L'objectif de la FERC est que le développement d'un marché secondaire pour la capacité de transport constitue une solution de rechange valable au marché primaire, soit la vente des services de transport par le transporteur. Afin de faciliter le développement du marché secondaire, FERC supprime le prix plafond pour la revente par un client à un autre client pour une période expérimentale, soit jusqu'au 1^{er} octobre 2010, permettant ainsi aux revendeurs et acheteurs potentiels de négocier entre eux le prix de la revente. Selon FERC, cette approche permet d'allouer le service de transport au client qui le valorise le plus, donnant ainsi un signal de prix approprié pour faciliter de nouveaux investissements en transport afin de réduire la congestion sur les réseaux. La FERC limite toutefois le retrait du plafond à la revente à une période se terminant le 1^{er} octobre 2010, afin de pouvoir mieux en évaluer les conséquences. D'autre part, FERC refuse d'appliquer aux affiliées du transporteur pour la revente des conditions différentes de celles qui s'appliquent à des tiers car cela ne ferait que limiter inutilement la fluidité du marché. FERC refuse également d'obliger les revendeurs à tenir des enchères électroniques pour la revente. Selon FERC, l'utilisation possible d'OASIS pour afficher la capacité à revendre suffit à renseigner les participants au marché sur les reventes possibles.	
Proposition de modification aux <i>Tarifs et conditions</i>	
Page 1 de 4	
APPENDICE A-1	
<u>Formule de convention de service pour la revente, la cession ou le transfert du service de transport de point à point</u>	
1.0 La présente convention de service, en date du _____, est conclue entre _____ (le Transporteur), et _____ (le cessionnaire).	
2.0 Le Transporteur a établi que le cessionnaire est un client admissible aux termes des Tarifs et conditions des services de transport en vertu desquels ont été initialement obtenus les droits de service de transport devant être transférés.	
3.0 Les termes et conditions de la transaction conclue dans le cadre de la présente convention de service seront assujettis aux termes et conditions de la Partie II des Tarifs et conditions des services de transport du Transporteur, à l'exception des termes et conditions négociées par le revendeur de la capacité de transport cédée (en vertu de l'article 23.1 des Tarifs et conditions des services de transport) et par le cessionnaire, et devront comprendre : les dates de début et de fin du contrat, la quantité de puissance ou d'énergie cédée ainsi que les points de réception et de livraison. Les changements demandés par le cessionnaire quant aux points de réception et de livraison du revendeur seront assujettis aux dispositions de l'article 23.2 des Tarifs et conditions des services de transport.	
4.0 Le Transporteur portera au crédit du revendeur le prix indiqué dans la convention de service du cessionnaire ou dans le programme correspondant sur le site OASIS.	
5.0 Les avis et demandes que s'adressent les parties relativement à la présente convention de service doivent être remis au représentant de la partie destinataire, comme il est indiqué ci-dessous.	
Page 2 de 4	
Le Transporteur :	

Le cessionnaire :

6.0 Les Tarifs et conditions des services de transport sont intégrés aux présentes et en font partie intégrante.

EN FOI DE QUOI, les parties ont signé la présente convention de service par l'intermédiaire de leurs représentants autorisés respectifs.

Le Transporteur :

Par : _____
Nom Titre Date

Le cessionnaire :

Par : _____
Nom Titre Date

Page 3 de 4

Spécifications relatives à la revente, à la cession ou au transfert du service de transport ferme à long terme de point à point

1.0 Durée de la transaction : _____
Date du début : _____
Date de la fin : _____

2.0 Description de la puissance et de l'énergie qui doivent être transportées par le Transporteur, y compris la zone de réglage d'électricité d'où la transaction origine.

3.0 Point(s) de réception : _____

Fournisseur : _____

4.0 Point(s) de livraison : _____

Receveur : _____

5.0 Quantité maximale de puissance cédée : _____

6.0 Désignation de la (des) partie(s) assujettie(s) à une obligation de service réciproque :

7.0 Nom(s) du(des) réseau(x) intervenant(s) fournissant un service de transport :

Page 4 de 4

8.0 Le service prévu par la présente convention peut être assujetti à une combinaison des prix détaillés ci-dessous. (Les prix appropriés pour les transactions individuelles seront déterminés selon les Tarifs et conditions des services de transport.)

8.1 Prix de transport : _____

8.2 Prix des études d'impact sur le réseau et des études d'avant-projet :

8.3 Prix des services complémentaires : _____

9.0 Les conditions de crédit applicables au présent service de transport sont les suivantes (celles-ci sont sujettes à révision conformément aux dispositions prévues aux *Tarifs et conditions*) :

10.0 S'il y a lieu, les options de réduction conditionnelle (nombre d'heures d'interruption par année ou conditions de réseau) pour la période initiale de deux ans sont les suivantes (celles-ci sont sujettes à révision conformément aux dispositions prévues aux *Tarifs et conditions*) :

11.0 Nom du revendeur de la capacité de transport cédée :

Description et justification de la modification

Ces modifications permettent la suppression du prix maximum de revente des services de transport jusqu'au 1^{er} octobre 2010 (période expérimentale définie par la FERC). Un client peut d'ici là revendre son service de transport à un prix supérieur à son prix d'achat auprès du Transporteur. De plus, le Transporteur signera une nouvelle convention de service avec le client admissible et remboursera ou facturera le client original de l'écart de prix entre la vente originale et la revente.

Pendant la période expérimentale qui s'étend jusqu'au 1^{er} octobre 2010, FERC assujettit les transporteurs sous son autorité à des déclarations de renseignements supplémentaires sur la revente dans leurs rapports trimestriels.

Le texte proposé pour l'appendice A-1 des *Tarifs et conditions* est adapté de texte de l'ordonnance 890 de la FERC en y retirant l'article 8.3 qui fait référence aux Installations d'attribution particulière. L'article 8.4 proposé par la FERC devient ainsi l'article 8.3. Cette adaptation est conforme aux *Tarifs et conditions* approuvés par la Régie qui, dans sa décision D-2002-95, a ordonné le retrait de la notion d'installations d'attribution particulière qui n'est pas pertinente au Québec.

Le développement du marché secondaire des services de transport contribue à mitiger le risque des acheteurs de transport, particulièrement ceux qui s'engagent pour une période de cinq (5) ans ou plus, en facilitant la revente au prix de marché si leurs besoins venaient à changer. De plus, la revente permet d'optimiser les capacités de transport requises par les clients, en leur permettant de racheter la capacité disponible au prix de marché, plutôt qu'en demandant un nouveau service de transport.

Le Transporteur estime devoir offrir au client du service de transport de point à point des conditions de marché comparables à celles dont ses affiliées bénéficient sur les réseaux tiers.

Les modifications concernant les conditions rattachées au service conditionnel ferme, ainsi que les conditions de crédit consenties au client sont prévues à l'Appendice A-1 pour les raisons décrites à la fiche relative à l'Appendice A.

Impact sur le régime réglementaire et la clientèle

Le déplafonnement du prix de la revente, s'il permet d'atteindre l'objectif visé qui est de développer le marché secondaire de la capacité de transport, permet à la clientèle d'optimiser ses achats de services de transport en facilitant la revente de tout excédent possible au prix du marché. De même, tout client pourrait disposer d'une capacité disponible au prix de marché; le cessionnaire fait face à un coût potentiellement plus élevé, qu'il peut tout de même juger opportun eu égard aux conditions qui prévalent dans les marchés. Le Transporteur ne retire aucun bénéfice direct de la revente, mais celle-ci permet de stimuler l'utilisation du réseau par ceux qui y

attribuent la plus grande valeur, une fin justifiée dans le contexte de son marché.

Références aux dispositions pertinentes des ordonnances et du tarif *pro forma* de la FERC

Ordonnance 890 : § 816.

Autres articles visés des *Tarifs et conditions*

La fiche 23.1 contient une explication détaillée des modifications proposées aux activités de revente par les clients des services de transport achetés auprès du Transporteur. Les articles 23.2 et 23.3 des *Tarifs et conditions* sont également modifiés pour énoncer l'ensemble des règles relatives à la revente de service de transport.

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1
DE L'ASSOCIATION COOPÉRATIVE D'ÉCONOMIE FAMILIALE
DE QUÉBEC
(« ACEF »)**

Demande de renseignements de l'ACEF de Québec,
R-3669-08 phase 2

A) Demandes relatives au cument : HQT-1, Document 1, 2009-03-27
PROPOSITION DE MODIFICATIONS AUX TARIFS ET CONDITIONS DES
SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC À LA SUITE DE
L'ORDONNANCE NO 890 DE LA FERC

(p. 12/13) 3.2 Uniformité et transparence pour le calcul de la capacité de
transfert disponible :

D 1 : Donnez-nous une définition précise de transfert et de transport, avec les
opérations et fonctions associées à chaque terme ?

R1

La réponse à cette question se trouve à l'Appendice C, HQT-2,
Document 1.

D 2 a) Quels sont les inconvénients, coûts et difficultés pour HQT d'intégrer son
processus de planification en appendice K du règlement Tarifs et conditions de
Transport ?

R2a

Tel que précisé dans la pièce HQT-1, Document 1, pages 12 et
suivantes, le processus actuel est adéquat et adapté au
contexte du Québec. Le Transporteur n'a donc pas jugé
opportun d'évaluer les contraintes et les impacts économiques
de modifier son processus de planification.

Voir la réponse à la question 6.1 de la demande de
renseignements n° 1 du Regroupement national des Conseils
régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») et de
l'Union des consommateurs (« UC »).

b) HQT ne devrait-il pas au minimum fournir son processus de planification associé
aux services de point à point et de réseau intégré ?

1 **R2b**

2 Voir la réponse à la question 6.1 de la demande de
3 renseignements n° 1 du Regroupement national des Conseils
4 régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») et de
5 l'Union des consommateurs (« UC »).

6 c) Sinon une telle absence peut-elle affecter l'admissibilité à la reconnaissance de
7 réciprocité pour les filiales d'H.Q. opérant aux USA ?

8 **R2c**

9 Le choix du Transporteur de ne pas inclure un appendice K à
10 ses *Tarifs et conditions* n'affecte pas son engagement de
11 réciprocité envers les clients des réseaux voisins.

12
13 **D3 :** (page 20) Quels mécanismes sont en place ici et aux USA pour éviter les
14 réservations opportunistes visant à limiter la capacité disponible de transport sur
15 certains chemins afin de revendre à profit le service de transport à des tiers, profit qui
16 incidemment échappe au transporteur et à la charge locale ?

17 **R3**

18 Voir réponse à la question 5.2 de la demande de
19 renseignements n° 1 de la Régie de l'énergie (la « Régie »).

20 **D3R¹**

21 La réponse d'HQT renvoie à la réponse 5.2 à la DDR no 1 de la
22 Régie, mais cette réponse ne répond pas spécifiquement à la
23 question posée à savoir s'il y a des mécanismes ici et aux USA
24 pour éviter les réservations opportunistes.

25 **R3R**

26 Le Transporteur n'est pas avisé de l'existence de mécanismes aux
27 États-Unis afin d'éviter les réservations opportunistes. Par ailleurs,
28 le Transporteur désire ajouter que le 15 avril 2010, la FERC a
29 publié un rapport indiquant que le marché secondaire pour la
30 revente de la capacité de transport a connu une forte croissance
31 pendant la période étudiée, de 2007 à 2009, alors que le nombre
32 de transactions est passé de 200 en 2007 à 32 000 en 2009. Peu
33 de reventes le furent à un prix supérieur au prix original, et lorsque
34 ce fut le cas, le prix supérieur de revente était fonction des
35 différentiels de prix entre marchés et non dû à l'exercice d'un

¹ Révisée.

1 pouvoir de marché. Le 29 avril 2010, sur la base de l'expérience
2 acquise et des résultats de cette étude, la FERC a publié un projet
3 de règlement (*Notice of Proposed Rulemaking*) dans lequel elle
4 propose d'éliminer le prix plafond pour la revente de capacité de
5 transport au-delà du 1^{er} octobre 2010, afin de faciliter le
6 développement du marché secondaire comme alternative au
7 marché primaire de la capacité fournie par les transporteurs.

8
9 **3.7 Pénalités liées à l'exploitation (p. 21)**

10
11 **D 4 a)** Dans le contexte québécois comment un client peut-il utiliser le réseau de
12 transport sans avoir fait de réservation ??? est-ce une possibilité théorique ou
13 réelle ???

14 **R4a**
15 **Voir réponse à la question 6.1 de la demande de**
16 **renseignements n° 1 de la Régie.**

17 **D4aR**
18 En R.4a, HQT ne répond pas à la question à savoir si un client peut
19 bénéficier d'un service de transport sur le réseau d'HQT sans avoir
20 fait au préalable une réservation (on ne parle pas ici de dépasser
21 une capacité réservée)?

22 **R4aR**
23 En vertu de la Partie II des *Tarifs et conditions*, une personne ne
24 peut utiliser le service de transport sans avoir préalablement fait
25 une demande de service et conclu une convention de service de
26 transport. En vertu de la Partie IV des *Tarifs et conditions*, le
27 Distributeur bénéficie du service de transport pour l'alimentation de
28 la charge locale sans préalablement devoir faire une réservation ou
29 conclure de convention de service de transport. Le Transporteur
30 désire également compléter sa réponse initiale à cette question en
31 précisant que la réponse à la question 6.1 de la Régie s'applique
32 aux programmes échangés entre le Transporteur et une zone de
33 réglage voisine qui excèdent la capacité réservée par le client, que
34 celle-ci soit de 0 MW ou plus.

35
36 **b)** Est-ce que les pénalités devraient tenir compte de l'état de congestion et de la
37 possibilité que cela perturbe la stabilité du réseau de transport ?

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1 DE
NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HYDRO
(« NLH »)**

1 **R11.4**

2 **Voir la réponse à la question 11.1.**

3 11.5 Is there a process whereby such agreements are approved by the Régie?

4 **R11.5**

5 **Voir la réponse à la question 11.1.**

6 **Preamble Capacity Reassignment**

7

8 HQT Theme:

- 9 • Cession ou revente de capacité: articles 23.1; 23.2; 23.3; Appendice A-1

10

11 *Order 890 paragraph 85. We find that the existing cap on the reassignment of point-*
12 *to-point service is no longer just and, therefore, we eliminate the cap. We believe that*
13 *removing the cap will eliminate an unnecessary impediment to the resale of capacity,*
14 *which in turn should increase utilization of the grid and otherwise ensure that point to*
15 *point service is just, reasonable, and not unduly discriminatory.*

16

17 In Québec the majority of the effective firm “wheel out” service to the U.S. has been
18 requested by HQP (Phase I/II; Highgate; Massena; Derby). HQP has also booked firm
19 service on 100% of the export capacity of the 1250 MW DC interconnection to
20 Ontario. The only paths not completely under control of HQP are the paths to
21 Labrador and to New Brunswick and 100MW on the Dennison path that requires
22 payment of an extra \$1.52/MWh to get into the New York ISO.

23

24 **Questions**

25 12.1 How can the removal of a cap on the resale of transmission be viewed as an
26 incentive to increase the resale of transmission capacity in the Québec
27 context described above in the preamble?

28 **R12.1**

29 **Le Transporteur ne connaît pas l'origine du contexte indiqué**
30 **ci-dessus débutant par les mots In Québec (nos soulignés),**
31 **lequel ne fait pas, par ailleurs, partie de la preuve déposée par**
32 **le Transporteur et il ne peut donc pas commenter.**

33 12.2 Should the Québec OATT provide for automatic posting of unscheduled
34 transmission prior to the close of the day-ahead markets in neighbouring
35 areas to provide access to firm service and mitigate the potential of hoarding
36 by HQT's affiliate? Please explain.

R12.2

Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet dans la présente demande de modifications aux Tarifs et conditions.

12.3 In the reassignment process, considering that a “wheel through” service in Québec, is comprised of a combination of “wheel in” and “wheel out”; will HQT allow transmission customers to manage their transmission portfolios by allowing the assignment of transmission “in part”? For example, will a customer with a wheel in – wheel out service be permitted to reassign the wheel-out leg?

R12.3

Le Transporteur ne propose aucune modification à ce sujet dans la présente demande de modifications aux Tarifs et conditions. Le Transporteur ajoute par ailleurs que cette question fait l'objet d'un litige avec NLH.

R12.3R

Pour les considérations de maintien de l'équilibre énergétique sur le réseau et d'ordre tarifaire précisées ci-dessous, le type de gestion des réservations que semble proposer l'intervenant ne peut pas être réalisé. Les transactions de passage (« wheel through ») visent l'acheminement, sur le réseau de transport, d'électricité provenant d'un producteur situé à l'extérieur du réseau du Transporteur et dont la destination finale se trouve à l'extérieur du réseau du Transporteur. Une telle transaction se compose de deux segments simultanés, soit une entrée ou réception d'électricité (importation ou « wheel-in »), appariée simultanément à un segment de sortie ou livraison d'électricité (exportation ou « wheel-out »). Les segments d'entrée et de sortie d'une transaction de passage font l'objet d'une même réservation et d'une seule convention de service de transport. Le Transporteur doit connaître à la fois les segments d'entrée et de sortie au moment de la réservation puisqu'il a besoin de cette information pour procéder à l'étude d'impact sur son réseau de la transaction de passage. La simultanéité des entrées et sorties est essentielle afin de maintenir l'équilibre énergétique sur le réseau et de garantir la disponibilité du service. Une transaction pour laquelle une dissociation des segments d'entrée et de sortie serait effectuée ne constituerait pas une transaction de passage. Toutefois, un client ayant réservé un service de transport ferme de point à point pour une transaction de passage peut utiliser le

1 service secondaire en vertu de l'article 22 des Tarifs et conditions et
2 demander au Transporteur de lui fournir un service de transport à
3 un point de livraison autre que celui qui est prévu à la convention
4 de service, sous réserve des conditions prévues à cette disposition.
5 Ainsi, le client ayant réservé un service de transport ferme de point
6 à point pour une transaction de passage peut, aux conditions
7 prévues à l'article 22 des Tarifs et conditions, déplacer le service
8 sur le segment de sortie vers un autre point de livraison, tout en
9 conservant le même segment d'entrée.

10
11 12.4 If the answer to 12.3 is negative, please explain why this restriction is just and
12 reasonable?

13 **R12.4**
14 **Voir la réponse à la question 12.3.**

15 **Preamble Operational Penalties**

16
17 **HQT Theme:**

- 18 • Pénalités liées à l'exploitation : pénalités pour utilisation du réseau sans
19 réservation ou au-delà de la capacité réservée: Articles 3; 28.6; 36.5.

20
21 *Order 890 paragraph 840. In order to ensure that the transmission provider has a*
22 *basis for charging an unreserved use penalty, we modify section 13.4 of the pro forma*
23 *OATT to provide that a customer that takes unreserved point-to-point transmission*
24 *service and does not have a service agreement with the transmission provider is*
25 *deemed to have executed the transmission provider's form of service agreement for*
26 *point-to-point service. In addition, we clarify that a customer that uses more*
27 *transmission service than it has reserved is also subject to charges for ancillary*
28 *services.*

29
30 **Question**

31 13.1 How will section 13.4 be applied in relation with the imbalance service? Will
32 HQT charge ancillary services to a client using transmission without
33 reservation as FERC stated in paragraph 840 of the final rule? If so, which
34 ancillary charges will be charged?

35 **R13.1**
36 **Concernant la première question, voir la réponse à la question**
37 **6.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie.**
38 **Concernant la seconde question, le Transporteur indique à la**
39 **pièce HQT-2, document 1, article 3 qu'il propose d'appliquer**

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1
DU REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX
DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC (« RNCREQ »)
ET DE L'UNION DES CONSOMMATEURS (« UC »)**

C. La cession ou revente de capacité de transport

RÉFÉRENCE 1:	HQT-1, doc. 1	p. 19-20
RÉFÉRENCE 2:	HQT-2, doc. 1	Fiche 23.1
RÉFÉRENCE 3:	HQT-2, doc. 1	Fiche App. A-1

Citation 1 (réf. 1):

La FERC constate que le prix plafond imposé par le biais de l'ordonnance n° 888 pour la revente de capacité de transport de point à point par les clients du service de transport n'est plus juste et raisonnable. De plus, la revente de capacité n'a pas donné lieu à un marché secondaire suffisamment actif depuis la publication de cette ordonnance³¹.

4.1 Est-ce que le Transporteur considère que le prix plafond de l'art. 23.1 des *Tarifs et conditions* en vigueur n'est plus juste et raisonnable?

R4.1

Cette détermination relève de la compétence de la Régie, qui fixe ou modifie les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée.

4.1.1 Le cas échéant, veuillez indiquer à quel moment et pour quelles raisons il en est venu à cette conclusion.

R4.1.1

Voir la réponse à la question 4.1.

4.2 Est-ce que le Transporteur considère que le prix plafond de l'art. 23.1 n'a pas donné lieu à un marché secondaire suffisamment actif ?

R4.2

Depuis l'ouverture du réseau de transport au transit de gros en 1997, le Transporteur n'a été mis au fait d'aucune revente à un tiers d'un service de transport fourni par le Transporteur.

Le cas échéant :

1 4.2.1 Veuillez expliquer les bénéfices pour le Transporteur, pour ses clients,
2 pour la charge locale ou pour la société québécoise qui, selon lui,
3 découleraient de l'existence d'un marché secondaire plus actif.

4 **R4.2.1**

5 Dans tous les secteurs de l'activité économique, l'existence
6 d'un marché secondaire a pour effet de favoriser les échanges
7 entre acheteurs et revendeurs potentiels et de favoriser ainsi
8 une meilleure allocation des ressources dans ces secteurs
9 économiques. L'objectif énoncé par la FERC de favoriser
10 l'expansion d'un marché secondaire pour les services de
11 transport d'électricité nous permet de croire que celle-ci n'a
12 pas déterminé que le secteur du transport de l'électricité
13 pourrait faire exception à cette règle.

14 4.2.2 Veuillez préciser les risques ou inconvénients pour le Transporteur,
15 pour ses clients, pour la charge locale ou pour la société québécoise
16 en général que pourraient entraîner la modification proposée.

17 **R4.2.2**

18 L'approche préconisée par la FERC d'éliminer le plafond
19 applicable jusqu'au 1er octobre 2010 et d'en évaluer par la
20 suite les résultats permettra de tenir compte de tout risque ou
21 inconvénient potentiel, s'il y a lieu.

22 Citation 2 (réf. 1) :

15 ***Orientation du Transporteur***

16 L'article 23.1 des *Tarifs et conditions* prévoit déjà la revente de capacité par le
17 client (revendeur) à un autre client admissible (cessionnaire). On y prévoit que
18 le prix payé ne peut excéder le plus élevé des montants suivants : (i) le prix
19 initial payé par le revendeur; (ii) le tarif maximum du Transporteur au moment
20 de la cession ou revente; ou (iii) le coût d'opportunité du revendeur, plafonné
21 au coût d'expansion du Transporteur.

23

24 4.3 Veuillez expliquer, exemples à l'appui, comment le coût d'opportunité du
25 revendeur est établi pour l'application des *Tarifs et conditions* présentement
26 en vigueur.

1 **R4.3**

2 **Voir réponse à la question 5.1 de la demande de**
3 **renseignements n° 1 de la Régie.**

4 Citation 3 (réf. 2) :

Pendant la période expérimentale qui s'étend jusqu'au 1^{er} octobre 2010, FERC assujettit les transporteurs sous son autorité à des déclarations de renseignements supplémentaires sur la revente dans leurs rapports trimestriels.

Le développement du marché secondaire des services de transport contribue à mitiger le risque des acheteurs de transport, particulièrement ceux qui s'engagent pour une période de cinq (5) ans ou plus, en facilitant la revente au prix de marché si leurs besoins venaient à changer. De plus, la revente permet d'optimiser les capacités de transport requises par les clients, en leur permettant de racheter la capacité disponible au prix de marché, plutôt qu'en demandant un nouveau service de transport.

5 Le Transporteur estime devoir offrir au client du service de transport de point à point des conditions de marché comparables à celles dont ses affiliées bénéficient sur les réseaux tiers.

6 4.4 Veuillez lister les réservations en vigueur ayant une durée de 5 ans et plus.

7 **R4.4**

8 **Actuellement, on retrouve sur le site OASIS du Transporteur,**
9 **quinze (15) demandes de service de transport confirmées ou à**
10 **l'étude d'une durée de cinq (5) ans ou plus.**

11 4.4.1 Veuillez identifier les clients de transport non affiliés qui ont fait ou qui
12 ont fait une demande pour une ou des réservations de 5 ans ou plus.

13 **R4.4.1**

14 **Brookfield Energy Marketing Inc.; Cargill Energy Trading**
15 **Canada Inc.; Newfoundland and Labrador Hydro.**

16 4.4.2 Veuillez identifier les clients de transport non affiliés qui ont indiqué au
17 Transporteur leur intérêt à faire des réservations de 5 ans ou plus.

18 **R4.4.2**

19 **Les demandes de l'ensemble des clients sont affichées sur le**
20 **site OASIS du Transporteur.**

21 4.4.3 Est-ce que le Transporteur a raison de croire que les clients de
22 transport qui utilisent des réservations de 5 ans ou plus ont besoin de
23 mitiger leur risque? Le cas échéant, veuillez préciser ces raisons.

1 **R4.4.3**

2 **Le Transporteur ne comprend pas le sens de cette question et**
3 **ne peut donc y répondre.**

4 4.5 Le Transporteur a-t-il évalué la possibilité ou la probabilité qu'un client de
5 transport puisse obtenir ou exercer un contrôle indu sur certains chemins de
6 transport, si le prix plafond est enlevé ?

7 **R4.5**

8 **Non. À titre d'exemple toutefois, le Transporteur rappelle que**
9 **selon les tarifs en vigueur actuellement, le coût de réserver**
10 **une quantité additionnelle de 100 MW sur le réseau du**
11 **Transporteur est de 7,6 M\$ par année, soit une valeur actuelle**
12 **de plus de 88 M\$ sur 20 ans.**

13 4.5.1 Le cas échéant, veuillez préciser les réflexions du Transporteur à cet
14 égard.

15 **R4.5.1**

16 **Sans objet.**

17

Révision mise en place par l'ordonnance 890

18 La FERC a conclu dans l'ordonnance 890 que les méthodes existantes pour la revente de services de point à
19 point n'étaient pas suffisantes pour permettre le développement du marché secondaire des services de
transport de point à point. L'objectif de la FERC est que le développement d'un marché secondaire pour la
capacité de transport constitue une solution de rechange valable au marché primaire, soit la vente des services
de transport par le transporteur. Afin de faciliter le développement du marché secondaire, FERC supprime le
prix plafond pour la revente par un client à un autre client pour une période expérimentale, soit jusqu'au
1^{er} octobre 2010, permettant ainsi aux revendeurs et acheteurs potentiels de négocier entre eux le prix de la
revente. Selon FERC, cette approche permet d'allouer le service de transport au client qui le valorise le plus,
donnant ainsi un signal de prix approprié pour faciliter de nouveaux investissements en transport afin de réduire
la congestion sur les réseaux. La FERC limite toutefois le retrait du plafond à la revente à une période se
terminant le 1^{er} octobre 2010, afin de pouvoir mieux en évaluer les conséquences. D'autre part, FERC refuse
d'appliquer aux affiliées du transporteur pour la revente des conditions différentes de celles qui s'appliquent à
des tiers car cela ne ferait que limiter inutilement la fluidité du marché. FERC refuse également d'obliger les
revendeurs à tenir des enchères électroniques pour la revente. Selon FERC, l'utilisation possible d'OASIS pour
afficher la capacité à revendre suffit à renseigner les participants au marché sur les reventes possibles.

18

19

20 **Préambule :**

21 Selon la citation 3, l'objectif de la FERC est de faire en sorte qu'un marché
22 secondaire pour la capacité de transport constitue une solution de rechange
23 valable au marché primaire. Elle base sa décision sur la perception que cette

1 approche permettra d'allouer le service de transport au client qui le valorise le
2 plus, donnant ainsi un signal de prix approprié pour faciliter de nouveaux
3 investissements en transport afin de réduire la congestion sur les réseaux.

4 4.6 Selon le Transporteur, est-ce qu'il s'agit d'un objectif valable pour le Québec?
5 Veuillez expliquer et élaborer votre réponse.

6 R4.6

7 Voir la réponse à la question 4.2.1.

8 R4.6R¹

9 Tel qu'indiqué dans sa réponse initiale, le Transporteur est
10 d'opinion que l'existence d'un marché secondaire dans le secteur
11 de l'électricité pourrait avoir pour effet de favoriser les échanges
12 entre acheteurs et revendeurs potentiels et de favoriser ainsi une
13 meilleure allocation des ressources dans ce secteur économique.
14 Le déplaçonnement du prix de la revente de la capacité de transport
15 pourrait permettre à la clientèle d'optimiser ses achats de services
16 de transport en facilitant la revente de tout excédent possible au
17 prix du marché. De même, tout client pourrait disposer d'une
18 capacité disponible au prix de marché; le cessionnaire ferait alors
19 face à un coût potentiellement plus élevé qu'il peut tout de même
20 juger opportun eu égard aux conditions qui prévalent dans les
21 marchés. Le développement du marché secondaire des services de
22 transport qui pourrait résulter d'un tel déplaçonnement pourrait
23 contribuer à mitiger le risque des acheteurs de transport,
24 particulièrement ceux qui s'engagent pour une période de cinq ans
25 ou plus, en facilitant la revente au prix de marché si leurs besoins
26 venaient à changer. De plus, la revente permettrait d'optimiser les
27 capacités de transport requises par ces clients, en leur permettant
28 de racheter la capacité disponible au prix de marché, plutôt qu'en
29 demandant un nouveau service de transport. Il est à noter qu'il
30 n'existe au Québec qu'un tarif et aucune politique de rabais
31 tarifaires, avec pour effet de limiter les opportunités de revente
32 d'une capacité.

33 Le Transporteur ne fait aucun lien entre le déplaçonnement du prix
34 de la revente et les niveaux futurs d'investissements en transport
35 ou l'hypothèse erronée d'une congestion affectant son réseau.

¹ Révisée.

1 Il importe de noter que le Transporteur ne retire aucun bénéfice
2 direct de cette revente mais que celle-ci permettrait de stimuler
3 l'utilisation du réseau pour ceux qui y attribuent la plus grande
4 valeur, une fin justifiée dans le contexte de son marché.

5 Il importe enfin de comprendre que le Transporteur propose de
6 procéder à l'implantation de cette mesure sur une période de
7 référence et qu'il sera loisible aux parties intéressées et à la Régie
8 de dresser le bilan approprié au terme de cette période. Ainsi, il
9 serait prématuré à ce stade de vouloir conclure définitivement
10 quant aux impacts de cette mesure ou de l'opportunité de l'adopter
11 sur une base permanente.

12 4.6.1 Est-ce que le Transporteur considère qu'il est nécessaire de donner un
13 meilleur signal de prix sur le transport au Québec pour faciliter de
14 nouveaux investissements en transport afin de réduire la congestion
15 sur le réseau du Transporteur?

16 **R4.6.1**

17 **Voir la réponse à la question 4.2.1.**

18 R4.6.1R

19 Voir la réponse initiale et la réponse révisée à la question 4.6.

20 4.6.2 Si la réponse aux deux questions précédentes est négative, veuillez
21 expliquer pourquoi le Transporteur propose d'éliminer le prix plafond
22 sur la revente des capacités de transport.

23 **R4.6.2**

24 **Sans objet.**

25 R4.6.2R

26 Voir la réponse initiale et la réponse révisée à la question 4.6.

27 4.7 Le Transporteur considère-t-il que la période allant de la date de la décision
28 finale dans le présent dossier jusqu'au 1^{er} octobre 2010 est adéquate pour
29 permettre à la Régie de juger les avantages et inconvénients d'une telle
30 modification ?

31 **R4.7**

32 **Voir la réponse à la question 5.2 de la demande de**
33 **renseignements n° 1 de la Régie.**

**RÉPONSES DU TRANSPORTEUR
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DE
NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HYDRO
(« NLH »)**

1 **R21iR**

2 La capacité de livraison ferme du réseau voisin ne peut pas être
3 déterminée avec les données de l'exemple. Elle peut être plus élevée,
4 moins élevée ou égale. Peu importe la valeur déterminée de cette
5 capacité, elle demeurera inchangée en dépit de l'augmentation de la
6 capacité de production dans ce réseau.

7 22. On July 1, 2010, HQT filed exhibit HQT-27 (HQT Point).

8 **Information Request.** With respect to HQT-27, is HQT saying that the Québec
9 network is opened to wheel-in transactions only if the transmission customer
10 identifies a specific retail load?

11 **R22**

12 Pour qu'une demande de service pour une transaction d'importation soit
13 considérée complète, elle doit contenir toutes les informations prévues à
14 l'article 17.2 des *Tarifs et conditions*, notamment la localisation de la
15 charge ultimement desservie.

16 23. In Attachment A-1, HQT envisions a secondary market for transmission rights.

17 **Information Request.** How will HQT prevent hoarding of transmission and
18 protect participants from predatory pricing in the secondary market if a participant
19 abuses a dominant position in the control of transmission rights?

20 **R23**

21 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la
22 preuve amendée. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une
23 demande de renseignements. Enfin, la demande constitue une question
24 de faits hypothétique.

25 24. With respect to Attachment C-1,

26 **Information Request.** Consider a situation where a participant that holds a firm
27 transmission reservation but only schedules it intraday.

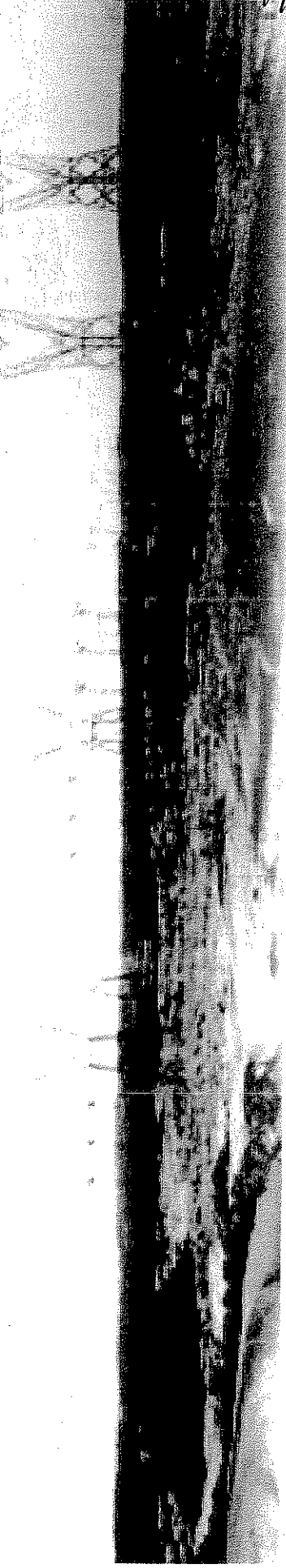
28 (a) Does HQT recognize this schedule as a firm transaction even if on the
29 intraday only non firm service can be provided?

30 **R24a**

31 Le Transporteur s'objecte à la demande. La demande ne porte pas sur la
32 preuve amendée. De plus, la demande n'est pas de la nature d'une
33 demande de renseignements.

PROPOSITION DE MODIFICATIONS

THÈME 6 CESSION OU REVENTE DE CAPACITÉ SOMMAIRE DES ÉLÉMENTS PRINCIPAUX



I. Identification des modifications proposées

Le Transporteur propose de modifier les TC afin de :

- a) Éliminer le prix plafond de cession ou revente, pendant une période expérimentale (art. 23.1 TC)
- b) Prévoir la signature d'une nouvelle convention de service entre le cessionnaire et le Transporteur (art. 23.1 et Appendice A-1 TC)
- c) Prévoir que le revendeur demeure responsable de l'exécution de ses obligations (art. 23.2 TC)
- d) Requérir l'utilisation ou l'affichage sur OASIS (art. 23.3 TC)
- e) Prévoir une période d'essai supplémentaire dans les circonstances

II. Motifs au soutien des modifications

La proposition de modifications est juste et raisonnable :

- a) Favorise le développement du marché secondaire
- b) Mitige les risques des acheteurs de services à long terme
- c) Optimise les capacités de transport disponibles
- d) Stimule l'utilisation du réseau
- e) Reflète les modifications apportées au *pro forma* de la FERC et est justifiée dans le contexte de notre marché

III. Questions particulières

A. L'utilité des modifications proposées

- a) Le régime actuel n'a pas permis le développement d'un marché secondaire
- b) L'élimination du prix plafond stimule les marchés secondaires
- c) Le développement d'un marché secondaire est susceptible de procurer des avantages à l'ensemble de la clientèle et des impacts minimes de cette mesure sur les activités et droits du Transporteur

III. Questions particulières

A. L'utilité des modifications proposées

- d) La possibilité de revente sans prix plafond mitige le risque de s'engager pour une durée de 5 ans
- e) La Régie pourra revoir l'utilité de cette mesure au terme de la période d'essai proposée

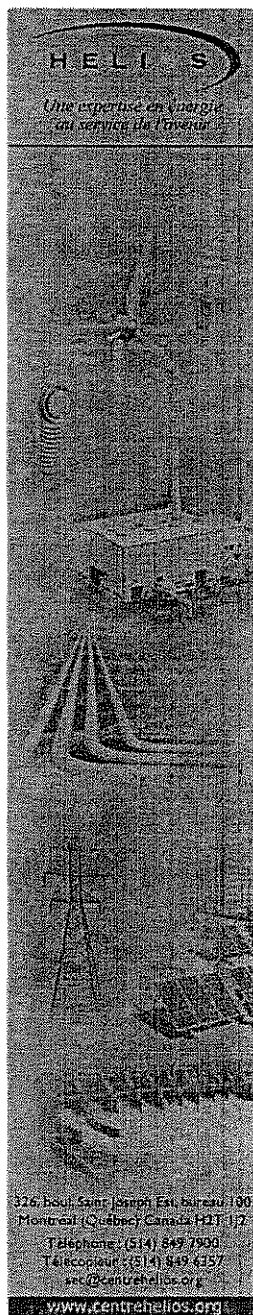
III. Questions particulières

B. Des craintes non fondées de réservations opportunistes

- a) Les réservations opportunistes sont improbables considérant
 - Les coûts des réservations de service de long terme de point à point
 - 100MW correspond à un coût de 7.6M\$ annuellement, ce qui correspond à une valeur actualisée de 88M\$ sur 20 ans
 - La possibilité d'obtenir le service sur le marché primaire
- b) Des constats actuels
- c) La Régie pourra revoir la situation au terme de la période d'essai proposée

Q^{Hydro} Québec
TransÉnergie





**La modification des Tarifs et conditions
en fonction de l'Ordonnance 890**

Témoignage expert de Philip Raphals

pour le RNCREQ et UC

R-3669-08, phase 2

Régie de l'énergie

Version révisée

le 15 juin 2009

Version ré-révisée

le 23 septembre 2010

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2
Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
info@centrehelios.org

www.centrehelios.org

Nous concluons de ce qui précède constater que, plus de deux ans après le dépôt de la requête R-3669-08, cette confusion demeure. Il serait hautement souhaitable de clarifier en audience la position du Transporteur ne demande pas à la Régie de tenir compte, dans ses décisions sur les modifications proposées par rapport au droit de réciprocité qui découle, ou non, de la conformité de ses Tarifs et conditions avec les Ordonnances *pro forma* de la FERC, et de l'importance de cette question pour lui et pour Hydro-Québec.

Conséquemment, et sous réserve des représentations ultérieures du Transporteur, nous sommes d'avis que la Régie ne devrait pas approuver une modification sur la base de l'unique motif de la conformité avec les Ordonnances. Une modification ne devrait être acceptable que si, au-delà de la conformité, elle améliore concrètement le régime réglementaire applicable au Transporteur et est d'intérêt public.

5 Le plafond sur le prix de cession ou de revente de capacité de transport

5.1 Mise en contexte

L'art. 23.1 des *Tarifs et conditions*, emprunté du *pro forma tariff* de l'Ord. 888, impose un prix plafond sur toute cession ou revente de capacité de transport de point à point²⁴.

- 16 L'article 23.1 des *Tarifs et conditions* prévoit déjà la revente de capacité par le
- 17 client (revendeur) à un autre client admissible (cessionnaire). On y prévoit que
- 18 le prix payé ne peut excéder le plus élevé des montants suivants : (i) le prix
- 19 initial payé par le revendeur; (ii) le tarif maximum du Transporteur au moment
- 20 de la cession ou revente; ou (iii) le coût d'opportunité du revendeur, plafonné
- 21 au coût d'expansion du Transporteur.

Plus précisément, HQT propose la modification suivante à l'art. 23.1 :

23.1 Procédures de cession ou de transfert du service : Un client du service de transport peut vendre, céder ou transférer tout ou partie de ses droits en vertu de sa convention de

²⁴ HQT-1, doc. 1, p. 19.

service, mais seulement à un autre client admissible (le cessionnaire). Le client du service de transport qui vend, cède ou transfère ses droits en vertu de sa convention de service est ci-après désigné comme étant le revendeur. Le prix versé au revendeur ne saurait excéder le plus élevé des montants suivants : (i) le prix initial payé par le revendeur, (ii) le tarif maximum du Transporteur en vigueur au moment de la cession ou (iii) le coût d'opportunité du revendeur plafonné au coût d'expansion du Transporteur, toutefois, pour un service fourni avant le 1^{er} octobre 2010, le prix versé au revendeur correspondra aux tarifs fixés dans la convention conclue entre le revendeur et le cessionnaire. Le cessionnaire doit conclure avec le Transporteur une convention de service régissant une nouvelle cession de service de transport avant la date de début du service faisant l'objet de la nouvelle cession. Le Transporteur facturera le revendeur, le cas échéant, selon les tarifs fixés dans la convention de service qu'il a conclue avec celui-ci ou dans le programme correspondant sur le site OASIS, et portera au crédit du revendeur le prix indiqué dans la convention de service conclue entre le cessionnaire et le Transporteur ou dans le programme correspondant sur le site OASIS; toutefois, ce crédit sera annulé en cas de non-paiement de la part du cessionnaire. Si le cessionnaire ne demande pas de changement quant aux points de réception ou de livraison ni un changement quant aux autres termes et conditions énoncés à la convention de service initiale, le cessionnaire bénéficiera du même service que le revendeur et sa priorité de service sera la même que celle du revendeur. Le cessionnaire sera assujéti à tous les termes et conditions des présentes. Si le cessionnaire demande un changement dans le service, la priorité de réservation du service sera établie par le Transporteur conformément à l'article 13.2.

La notion du coût d'opportunité du revendeur est expliquée par le Transporteur comme suit²⁵ :

- | | | |
|----|------|--|
| 4 | R5.1 | |
| 5 | | Le coût d'opportunité du revendeur provient de l'article 23.1 |
| 6 | | des Tarifs et conditions en vigueur actuellement. On pourrait la |
| 7 | | définir comme étant le coût auquel le revendeur peut obtenir |
| 8 | | un service comparable au service de transport offert par le |
| 9 | | Transporteur, soit en utilisant le réseau existant du |
| 10 | | Transporteur, ou par tout autre moyen, incluant toute |
| 11 | | modification requise au réseau du Transporteur. |

Selon les explications du Transporteur, dans les Ordonnances, la FERC a conclu que ce prix plafond n'est plus juste et raisonnable, et qu'il a contribué à l'absence d'un marché secondaire vigoureux. Elle lève ainsi ce prix plafond pour une période allant jusqu'au 1^{er} octobre 2010. Après cette date, la FERC décidera de la pertinence de maintenir cette politique.²⁶

²⁵ HQT-8, doc. 1, p. 6.

²⁶ HQT-1, doc. 1, p. 19. Pour être plus précis, l'Ord. 890-A stipule que le plafond de prix revient en force à partir du 1^{er} octobre 2010, en précisant que, après étude du rapport de son staff et des commentaires de l'industrie, la Commission « peut » décider si elle permettra des transactions à des prix dépassant ce plafond dans l'avenir.

Le plafond sur le prix de cession ou de revente de la capacité de transport dans l'ord. 888 se basait sur une préoccupation de l'exercice de *market power*.

With respect to the rate for capacity reassignment, the Commission concluded it could not permit reassignments at market-based rates because it was unable to determine that the market for reassigned capacity was sufficiently competitive so that assignors would not be able to exert market power.²⁷

Dans la Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) qui a menée à l'Ord. 890 (ci-après « le NOPR 890 »), la FERC a proposé d'enlever ce prix plafond, sauf pour les entités affiliées d'un transporteur.²⁸ Dans le NOPR, elle y avait expliqué cette exclusion des entités affiliées comme suit :

275 ... We do not propose lifting the price cap for all assignors. A stated goal of capacity reassignment is to "reduce the market power of transmission providers by enabling customers to compete." [note omitted] Commission precedent has allowed transmission provider affiliates to reassign capacity under the price cap,[note omitted] and we propose to continue this policy. To allow transmission providers and their affiliates to use negotiated rates allows the transmission provider to use its primary market power in the secondary market. A transmission provider not subject to a price cap would have the ability and incentive to exercise market power to favor its own generation sales when it operates and administers the reassignment process. Furthermore, lifting the cap for the transmission provider may eliminate the incentive to build or expand, as it may allow the transmission provider to take advantage of congested pathways to charge rates above the cost of expansion. Because these expected outcomes would reduce the ability of other customers to compete, and undermine the development of a viable secondary market, we conclude that it remains appropriate to require transmission providers and their affiliates to conform to the price cap for capacity reassignment.

Dans l'Ord. 890, toutefois, la FERC a décidé d'enlever le prix plafond pour toute catégorie de client de service de transport, en concluant que les forces de marché, combinées avec la surveillance réglementaire de la FERC, limiteraient la capacité des clients de service de transport d'exercer du *market power*.

²⁷ Ord. 890, para. 778.

²⁸ Ibid., para. 779.

La FERC indique clairement dans l'Ord. 890 que sa motivation pour cette modification résulte de sa préoccupation concernant la congestion et les niveaux d'investissement dans les réseaux de transport.

810. Our decision to lift the price caps for capacity reassignments by all transmission customers is motivated by growing concerns regarding the decrease in transmission investment and the corresponding increase in congestion costs, as described more fully in section III.C of this Final Rule. ... (nos soulignés)

Cette décision se fonde aussi sur le fait que la FERC a constaté, dans l'Ord. 890, que le marché secondaire est maintenant suffisamment concurrentiel pour justifier la levée de ce prix plafond :

The Commission found in Order No. 890 that the entire secondary market is now sufficiently competitive, in light of the reforms adopted, market forces, and other considerations, to justify lifting the price cap for all transmission customers reselling capacity. (Ord. 890-A, P404) (nos soulignés)

Ce paragraphe fait référence au passage suivant de l'Ord. 890 :

After reviewing the comments submitted in response to the NOPR, and further considering our ten years of experience regulating capacity reassignments, we conclude that retaining the price caps for this portion of the market would continue to impair development of the secondary market and is not otherwise necessary to ensure just and reasonable rates. We find there are no significant market power concerns to justify retaining the price caps for any transmission customer. (Ord. 890, P809) (nos soulignés)

Plusieurs demandes de *rehearing* ont été déposées sur ce point, invoquant notamment des arguments quant au *market power* que peuvent exercer les affiliés d'un transporteur. Par exemple :

399. ... APPA (American Public Power Association) argues that this decision will result in more limited primary capacity, since it will be in the economic interest of the transmission provider's corporate family for the merchant function and/or affiliates of the transmission provider to buy any primary capacity that is available. APPA contends that such transactions would technically satisfy the transmission provider's obligation to make primary capacity available to customers, but effectively convert primary capacity into secondary capacity not subject to a price cap. APPA acknowledges that the Commission found in Order No. 890 that the Standards of Conduct will mitigate the ability of an affiliate to hoard capacity, but argues that the Commission failed to explain how such mitigation would occur.

400. TAPS (Transmission Access Policy Study Group) expresses similar concern that the transmission provider will have an incentive to sell primary capacity to its merchant function or affiliates to get around the rate ceiling on primary capacity. If the secondary market is clearing at rates above the transmission provider's rate ceiling, TAPS argues that the parent corporation will have the incentive to put as much capacity in the hands of its merchant function or affiliates as possible, reducing the amount of price-restraining primary capacity and producing higher revenues for the parent corporation for sales of monopoly transmission

service. In TAPS' view, costs associated with hoarding will not encourage resale if withholding profitably raises prices in the secondary market. (Ord. 890-A)

La FERC n'a pas retenu ces arguments, mais il est ~~utile~~ important de préciser pourquoi. Elle souligne d'abord que ce n'est pas seulement les affiliés d'un transporteur qui peuvent exercer ces stratégies, mais n'importe quel client du service de transport. Surtout, la FERC refuse de distinguer entre différentes classes de clients parce **qu'elle a déjà constaté que le marché secondaire pour la capacité de transport est suffisamment concurrentiel.**

404. While it is true that lifting the price cap for reassignments of capacity could provide an economic incentive for the transmission provider's merchant function or its affiliates to acquire transmission capacity in an attempt to exercise market power, the same is true for any customer. Under the Standards of Conduct, affiliated and unaffiliated customers have equal access to transmission-related information and, through the OASIS, equal opportunity to acquire primary transmission capacity. Thus, any customer could engage in speculative purchasing in an attempt to gain market power. ...

406. Because the Commission has found the secondary market for transmission capacity to be sufficiently competitive, it would not be appropriate to distinguish between classes of customers reselling their capacity. ... (890-A)

Finalement, par l'Ord. 890-A, la FERC rend provisoire la suppression du prix plafond. Plus précisément, elle indique que cette suppression se limite à la période nécessaire pour accumuler deux années complètes de données (soit du 1^{er} mai 2008 au 1^{er} mai 2010), après quoi son *staff* déposera une étude sur l'expérience.

In Order No. 890, the Commission directed staff to closely monitor the quarterly reassignment-related data submitted by transmission providers to identify any problems in the development of the secondary market and to prepare a report on staff's findings for the Commission within 6 months of the receipt of two years worth of data, i.e., by May 1, 2010. Upon further consideration, we conclude that it is most appropriate to lift the price cap on reassignments of capacity only to accommodate this study period and amend section 23.1 of the pro forma OATT to reinstate the price cap as of October 1, 2010.

Ainsi, le prix plafond sera de nouveau en vigueur à partir du 1^{er} octobre 2010, à moins que la FERC n'en décide autrement.

5.2 Pertinence pour le Québec

De prime abord, il faut souligner que la motivation principale ~~pour~~ la FERC pour cette modification ne trouve pas application au Québec parce que, comme le Transporteur l'a souligné à

plusieurs reprises, les phénomènes de congestion et de sous-investissement, qui sont des problèmes majeurs aux États-Unis, ne l'affectent pas.

Deuxièmement, la Régie ne s'est jamais prononcée sur le degré de compétitivité du marché secondaire du transport au Québec. On ne peut donc pas présumer que, même en suivant la logique de la FERC, il serait approprié de supprimer le plafond de prix pour l'ensemble des catégories de clients. Avant de le faire, la Régie devrait, elle aussi, constater, comme l'a fait la FERC, que la surveillance qu'elle appliquera au marché secondaire sera suffisante pour empêcher tout exercice de *market power*. Par ailleurs, étant donné la différence de taille entre la société Hydro-Québec et ses concurrents au Québec, il est loin d'être évident que le constat de la FERC citée ci-dessus (« *the same is true for any customer* ») trouve application ici.

Troisièmement, Dans nos DDR, nous avons essayé de comprendre la position du Transporteur par rapport au degré de compétitivité du marché secondaire au Québec. Sa réponse est révélatrice :

R4.2. Depuis l'ouverture du réseau de transport au transit de gros en 1997, le Transporteur n'a été mis au fait d'aucune revente à un tiers d'un service de transport fourni par le Transporteur²⁹.

Étant donné qu'il n'existe pas, à toutes fins pratiques, un marché secondaire de transport au Québec, il serait farfelu de prétendre que ce marché est pleinement compétitif. la FERC a pris soin, dans l'Ord. 890-A, de préciser que la suppression du prix plafond a pour unique but d'accommoder la période d'étude de deux ans se terminant le 1^{er} mai 2010. Or, comme société non soumise à la compétence de la FERC, HQ TransÉnergie ne fera pas partie de l'étude en question. De plus, étant donné que la décision finale dans le présent dossier ne sera vraisemblablement pas émise avant l'automne 2009, TransÉnergie aura seulement 6 mois d'expérience à y contribuer.

Par ailleurs, le Transporteur n'a pas démontré que le développement d'un marché secondaire aura des bénéfices pour lui-même, pour ses clients, pour la charge locale ou pour la société québécoise en général. Questionné à cet égard, il répondait de façon très large qu'en général, « l'existence d'un marché secondaire a pour effet de favoriser les échanges entre acheteurs et revendeurs potentiels et

²⁹ HQT-8, doc. 6, p. 8.

de favoriser ainsi une meilleure allocation des ressources dans ces secteurs économiques.³⁰ » Il termine en disant :

L'objectif énoncé par la FERC de favoriser l'expansion d'un marché secondaire pour les services de transport d'électricité nous permet de croire que celle-ci n'a pas déterminé que les secteurs du transport de l'électricité pourraient faire exception à cette règle. (nos soulignés)

En l'occurrence, ce n'est pas l'opinion de la FERC qui ~~compte~~importe — opinion qui se base très explicitement sur les caractéristiques de ses marchés dans le territoire où elle exerce sa compétence — mais bien celle de la Régie. Il serait surprenant si la Régie énonce une telle opinion sans avoir entendu de preuve sur les avantages et inconvénients reliés à la création d'un marché secondaire de la capacité de transport au Québec. Par ailleurs, le Transporteur mentionne qu'il n'a connaissance d'aucune transaction de telle nature depuis l'ouverture du réseau.

Soulignons finalement aussi que le Transporteur n'allègue pas non plus que le prix plafond de l'art. 23.1 n'est pas juste et raisonnable — un tel constat étant le point de départ de la réforme entamée par la FERC. Il indique plutôt que « Cette détermination relève de la compétence de la Régie ... »³¹ Or, aucune preuve n'a été déposée devant la Régie lui permettant de faire le constat qu'une réforme est requise.

Finalement, notons que la FERC a pris soin, dans l'Ord. 890-A, de préciser que la suppression du prix plafond a pour unique but d'accommoder la période d'étude de deux ans se terminant le 1^{er} mai 2010. Or, comme société non soumise à la compétence de la FERC, HQ TransÉnergie ne fera pas partie de l'étude en question. De plus, selon l'Ord. 890-A, les prix plafond seront déjà rétablis aux États-Unis avant même le début des audiences orales dans le présent dossier.

Il n'y a donc aucune raison de modifier l'art. 23.1 tel que le propose le Transporteur. Dans l'éventualité où la FERC décide d'enlever les prix plafond pour le marché secondaire aux États-Unis ultérieurement, la Régie pourra étudier la pertinence et l'opportunité de le faire aussi au Québec, en tenant compte de l'ensemble des conséquences envisageables.

³⁰ HQT-8, doc. 6, p. 9.

³¹ HQT-8, doc. 6, p. 8; ADD REF TO D-2002-95.

Pour toutes ces raisons, nous recommandons que la Régie rejette les modifications proposées par le Transporteur à l'art. 23.1.

6 La désignation des ressources pour desservir la charge locale

6.1 La désignation des ressources dans le pro forma tarif de la FERC et dans les Tarifs et conditions en vigueur

La désignation des ressources est un élément essentiel du service en réseau intégré. C'est le service qui permet au client en réseau intégré d'utiliser le réseau de transport de façon flexible, sans réservation de point à point, pour intégrer ses ressources désignées avec ses charges désignées. En général, les distributeurs (*Load Serving Entities*, ou LSE) sont desservis en vertu de ce service, pour éviter de devoir programmer (et payer) des réservations de point à point, d'heure en heure, pour suivre leur charge fluctuante. Il s'agit donc d'un service qui donne aux LSE la même flexibilité que celle dont dispose un service public verticalement intégré.

Quoiqu'il n'y ait pas de clients en réseau intégré au Québec, la structure de ce service a été empruntée pour créer la Partie IV des *Tarifs et conditions*, qui établit les conditions de service pour la charge locale³². Ainsi, les éléments des Ordonnances concernant la Partie III devront normalement trouver application également à la Partie IV des *Tarifs et conditions* — dans la mesure où la Régie décide de les suivre.

Tout client en réseau intégré doit désigner de façon précise les ressources et les charges qu'il entend intégrer, et cette même obligation a été retenue pour le Distributeur dans la Partie IV. Pour s'assurer que les ressources désignées sont utilisées uniquement pour desservir les charges désignées, les *Tarifs et conditions* comportent, depuis la décision D-2002-95 dans le *pro forma OATT* comportant dossier R-3401-98, une prohibition à l'utilisation de ses ressources pour fournir des ventes fermes aux tiers, emprunté directement du *pro forma OATT* de la FERC :

³² Le Règlement 659 — le tarif de transport d'Hydro-Québec avant que la Régie autorise les *Tarifs et conditions* suite à l'audience R-3401-98 — ne comportait aucune disposition concernant le service de transport fourni pour desservir la charge locale. Suite à la décision D-2002-95, la Partie IV a été élaborée en suivant comme modèle la Partie III du *pro forma OATT* de la FERC.

Régie de l'énergie

DOSSIER: R-3669-2008 Phase 2

PIÈCE NO: C-3-63 RNCREQ

Date: 26 octobre 2010

Staff Report on Capacity Reassignment

Régie de l'énergie

DOSSIER: R-3669-2008 Phase 2

DÉPOSÉE EN AUDIENCE

Date: 26 octobre 2010

Pièces n°: (NON COTÉE)

I. Background

In Order No. 890, the Commission permitted resellers of point-to-point transmission capacity to charge market based rates. The rates for these reassignments had previously been limited to a cost-based price cap – the maximum of the original purchase price, the transmission provider's current tariff rate, or the assignor's opportunity costs capped at the cost of expansion.¹ The removal of the price cap was intended to help expand the secondary market, and further the goals stated in Order No. 888 which began allowing capacity reassignment in 1996. In Order No. 888 the Commission found that allowing holders of firm transmission capacity rights to reassign capacity would help parties manage the financial risks associated with their long term commitments, reduce the market power of transmission providers by allowing customers to compete, and foster efficient capacity allocation.²

The Commission limited reassignments above the price cap to a study period ending October 1, 2010 in Order No. 890-A.³ The Commission directed staff to closely monitor the secondary market for transmission capacity during that time and prepare a report to assist the Commission in deciding whether to extend the rule beyond the study period. In Order No. 890-B the Commission clarified that the report should focus on the competitive effects of removing the price cap for reassigned capacity. Staff was directed to consider the number of reassignments occurring over the study period, the magnitude and variability of resale prices, the term of the reassignments, and any relationship between resale prices and price differentials in related energy markets. Staff was also directed to examine the nature and scope of reassignments undertaken by the transmission provider's affiliates and include in its report any evidence of abuse in the

¹ *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*, Order No. 890, 72 FR 12,266 (March 15, 2007), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,241 (2007) (Order No. 890) at P 778.

² See Order No. 890 at P 808.

³ *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*, Order No. 890, 72 FR 12,266 (March 15, 2007), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,241 (2007) (Order No. 890), order on reh'g, Order No. 890-A, 73 FR 2984 (Jan. 16, 2008), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,261 (2007) (Order No. 890-A) at P 390

secondary market for transmission capacity, whether by those affiliates or other customers.⁴

This report presents staff's findings on the secondary market for capacity reassignments subsequent to Order No. 890, based on the required Electronic Quarterly Report (EQR) filings for all transmission providers over the period Q2-2007 through Q4-2009 (study period).⁵

Summary

Twenty-six transmission providers reported capacity reassignments during the study period.⁶ There were almost 35,000 transactions totaling 65 TWh of transmission capacity reassigned. The secondary market experienced strong growth during the study period, as the Commission intended in issuing Order No. 890. Both the number of transactions and capacity volume reassigned rose throughout the two and one half year time span.

Reassignments of hourly, daily, monthly, and yearly terms were reported. Hourly transactions were the most numerous; however, longer term transactions

⁴ *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*, Order No. 890, 72 Fed. Reg. 12,266 (March 15, 2007), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,241, *order on reh'g*, Order No. 890-A, 73 Fed. Reg. 2984 (January 16, 2008), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,261 (2007), *order on reh'g*, Order No. 890-B, 123 FERC ¶ 61,299 (2008) at P 83.

⁵ The Commission required transmission providers to report all transmission capacity reassignments since the effective date of Order No. 890 (May 14, 2007) in their EQR filings. Transmission providers were ordered to correct filings from past quarters. (Order No. 890-B at P 84). Subsequent re-filings have corrected initial filing errors identified by Staff. The results held within this report may be influenced by any remaining unidentified filing inaccuracies as of April 12, 2010 made by transmission providers.

⁶ Transactions on the Bonneville Power Administration system were not reported by the transmission provider, but instead were reported by four entities: Powerex, Idaho Power, Puget Sound Energy, and Portland General Electric. Northeast Utilities reported for its subsidiaries Connecticut Light & Power, Public Service New Hampshire, Western Massachusetts Electric Company, and Holyoke Water Power. Southern Company reported as SCS Inc. in 2007.

had the most total volume reassigned. Transactions of all terms rose in number and volume over the study period.

The pricing of reassignments seemed to be reflective of an uncongested transmission system with little scarcity of available capacity. The number of transactions above the cap increased each year in the study period. There was a fairly tight range of resale prices, which were almost all under \$3.00/MWh. Less than one percent of the total number of reassignment transactions was priced above the cap. For most of these reassignments, the resale prices were not significantly above the tariff rate.

One affiliate reseller negotiated capacity reassignments above the tariff rate. These 32 transactions accounted for less than one percent of all affiliate transactions during the study period.

1. Number of Reassignments

Almost 35,000 capacity reassignment transactions were reported in the study period, encompassing 65 TWh of total volume transferred. Throughout the study period, the number of reported capacity reassignment transactions and the volume reassigned increased each year. In 2007, there were slightly more than 200 transactions. The number of reassignment transactions rose dramatically to almost 3,000 in 2008 and almost 32,000 in 2009. Almost 36 TWh flowed on reassigned paths in 2009, up from 25 TWh in 2008 and 3 TWh in 2007.

Many transmission providers did not report any reassignments. There was significant variability in the number of transactions among the 26 transmission providers that did see reassignment of capacity transactions on their systems. The most active markets for reassignment were in the Western United States and in the Northeast. There were some noticeable gaps across the country, particularly in regions where transmission must be purchased to move power for sale in nearby markets (*i.e.*, non-RTO areas), such as the Southeast. One explanation for the variability in reassignment volumes among transmission providers is that the energy market may be a viable substitute in most areas. The market price of the capacity should be equivalent to the price spread between the energy markets at the points of receipt and delivery. Therefore the primary capacity holder may choose to transact in the energy market rather than the secondary capacity market. Other factors that may contribute to the variability in capacity reassignments across markets are the volume of trading activity, the availability of primary capacity, and the size of the price spread between locations.

The majority of the transactions, 79 percent in the evaluation period, occurred on the Bonneville Power Administration (BPA) system. Central Vermont Public Service Corporation (CVPS) also reported a large number of transactions, accounting for 17 percent of the dataset.⁷

Table 1
Capacity Reassignment Transactions by Year

	2007	2008	2009
BPA	18	1,204	26,442
CVPS	15	1,365	4,554
All Others	197	360	785
Total	230	2,929	31,781

There were yearly increases in reported transactions for BPA⁸ and CVPS, as well as all other transmission providers in aggregate.⁹

Despite accounting for 79 percent of the transactions, BPA only comprised 11 percent of the volume in TWh because it tended to have more short term reassignment transactions. CVPS, similarly, comprised less than 3 percent of the volume. There were six transmission providers that each had over 5 TWh of capacity reassigned.¹⁰

Table 2
Capacity Reassignments Above the Price Cap

	2007	2008	2009
Number	1	28	105
Volume (MWh)	18,600	3,769,440	2,713,228

⁷ Staff believes the large number of CVPS transactions may be due, in part, to reporting conventions. For EQR reporting purposes, each line of data is counted as one transaction.

⁸ Portland General Electric, the largest filer for BPA, began submitting data in Q4 2008 and did not report transactions that occurred prior to December 2008. Based on data available, it is unclear whether BPA transactions increased over time or whether the increase was solely due to Portland General Electric's reporting.

⁹ See APPENDIX A for quarterly transactions by transmission provider.

¹⁰ See APPENDIX B for quarterly reassignment volume by transmission owner.

The total number of reassignments above the price cap was 134, less than one percent of the transactions during the study period.¹¹ The volume of capacity reassigned above the cap was 6.5 TWh, ten percent of the total volume.¹² The number of capacity reassignments above the cap increased significantly over the evaluation period. There was one in 2007, 28 in 2008, and 105 in 2009. The volume reassigned was 18.6 GWh in 2007, 3.8 TWh in 2008 and 2.7 TWh in 2009.

2. Magnitude and Variability of Resale Prices

Prices for capacity reassignments were fairly consistent and low. The resale price was less than or equal to \$2.00/MWh for 81 percent of transactions and less than or equal to \$3.00/MWh for 99 percent of transactions. The majority of the resale prices, 99 percent were at or below the price cap. Of the 26 transmission providers with capacity reassignments, 8 had some transactions above the price cap, 7 had all transactions at the price cap, and 11 had all transactions at or below the price cap.¹³

The large proportion of reassignments below the cap indicates that reassignments may be mostly competing with primary capacity. If customers can buy available transmission capacity (ATC) directly from the transmission provider at the tariff rate, the reseller must offer a lower price.

If the delivered price spread between delivery and receipt points expands above the tariff rate due to weather, outages, or other scarcity events, ATC is used up first and then buyers have to go to the secondary market. Resellers may command the price equal to the spread. Staff would expect that the ability to price based on the market value would produce a wide range of resale prices during the study period.

¹¹ Prices varied by quarter for long term contracts reported by Northeast Utilities' subsidiaries. For purposes of this report, each quarter was treated as a separate transaction.

¹² See APPENDIX E, APPENDIX F, and APPENDIX G for statistics on reassignments above the cap.

¹³ See APPENDIX C for pricing by transmission provider.

However, it does not appear that buyers and sellers are transacting in the secondary market when spreads are high. There was very little variability in prices above the cap, and overall price levels were low for capacity reassignment transactions. All reassignments above the cap exceeded the cap by less than \$2.00/MWh.¹⁴

3. Term of the Reassignments

Capacity was reassigned for hourly, daily, monthly and yearly terms during the study period. The majority of capacity reassignment transactions executed were for hourly transmission service, followed by those for daily, monthly and yearly reassignments. There were 33,790 hourly transactions, accounting for almost 97 percent of transactions. The largest hourly resellers were on the BPA and CVPS systems.

Table 3
Capacity Reassignments by Term

	Hourly	Daily	Monthly	Yearly
Number	33,790	905	166	79
Volume (MWh)	5,422,949	2,207,709	26,835,752	30,044,800

While hourly transactions were by far the most numerous, long term transactions were associated with higher volumes during the evaluation period. In particular, almost half of the volume, 30 TWh of transmission, was resold for terms of one year or more, and another 27 TWh of transmission was sold for terms of one month to one year. These longer term contracts accounted for 88 percent of the reassigned transmission volume during the study period.

Of the 26 transmission providers that reassigned transmission capacity during the study period, there were 10 with hourly reassignments, 13 with daily reassignments, 18 with monthly reassignments, and 12 with yearly reassignments.¹⁵

¹⁴ See APPENDIX D for number of transactions by price level by transmission provider.

¹⁵ See APPENDIX I and APPENDIX J for number of contracts and contract volume by transmission provider and term.

Table 4
Capacity Reassignment Volume by Term and Year

	2007	2008	2009
Hourly	221,962	1,092,118	4,108,870
Daily	161,972	546,188	1,499,549
Monthly	389,585	9,894,145	16,552,023
Yearly	2,278,032	13,720,001	14,046,767

For all contract durations, the total reassigned capacity increased every year. The largest year over year increase was seen between 2007 and 2008 for yearly reassignments, from 2.2 TWh to 13.7 TWh. Monthly reassignments also experienced high growth, increasing by 9.5 TWh in 2008 and 6.6 TWh in 2009.¹⁶

The presence of resales for all terms indicates that the secondary market is a viable method for owners of primary capacity to sell excess capacity on a short or long term basis.

4. Relationship between resale prices and price differentials in related energy markets

As explained earlier, most of the reassignments in the study period had low resale prices. The resale rate was less than or equal to \$2.00/MWh for 81 percent of reassignments and less than or equal to \$3.00/MWh for 99 percent of reassignments. The intra-day variability of market prices may exceed the resale prices for these transactions, making it difficult to accurately compare the energy market spread to the capacity reassignment price.

Most of the reassignment transactions during the study period had receipt and delivery points in locations without reported energy price indices. However, there were some reassignments between RTOs for which extensive price reporting is available. Resale prices of these transactions can be compared to the market spreads for energy.

There were numerous transactions between points in New England and Quebec with prices similar to the average spread in energy prices between the regions. All reassignments for CVPS and subsidiaries of Northeast Utilities¹⁷

¹⁶ See APPENDIX H for contract volume by term by quarter.

¹⁷ These include Northeast Utilities subsidiaries Connecticut Light & Power, Public Service of New Hampshire, Western Massachusetts Electric Co., and Holyoke Water Power.

were for capacity on the Phase I/II HVDC facility, which connects New England and Quebec.

The average price differential between these locations for all hours during the study period was \$2.15/MWh.¹⁸ This can be compared to the resale rates for all of the NU subsidiaries which had long term monthly and yearly transactions ranging from \$0.44/MWh to \$2.91/MWh. CVPS had numerous transactions for firm and non-firm service with hourly, daily and longer terms all with the same resale price of \$3.00/MWh.

From this we conclude that, at least for the transactions where receipt and delivery points were in locations with reported energy price indices, the value of capacity reassignments rarely exceeded the price differentials between relevant energy markets.

5. Reassignments undertaken by the transmission provider's affiliates

During the study period, there were 6,012 transactions (16 percent) where the reseller was an affiliate of the transmission owner. Ten companies accounted for all of these transactions, including eight in which all transactions were by affiliates. CVPS had 5,934 of the affiliate transactions.¹⁹

Thirty two affiliate transactions were negotiated above the tariff rate, accounting for less than one percent of all affiliate transactions. All of these transactions were long term and the reseller was Northeast Utilities. The weighted average mark-up was \$0.85/MWh, 58% above the tariff rate.

Few of the reassignments by affiliates were transacted above the tariff rate during the study period. The rate of transactions priced above the cap was 0.5% for affiliates, which was roughly the same as the 0.4% rate for non-affiliates. This seems to alleviate concerns that transmission providers would try to channel capacity to their affiliates in order to charge higher prices for their transmission capacity. Other forms of affiliate abuse, such as providing preferential treatment

¹⁸ Based on average hourly real-time prices for all hours 5/14/2007-12/31/2009 reported by ISO-NE for the HQ Interface and Vermont Zone.

¹⁹ See APPENDIX K for number of affiliate and non-affiliate transactions above the tariff rate by transmission owner.

in the allocation of reassigned capacity to an affiliate such that it could be sold above the cap, were not detected during the study period.

Conclusion

Order No. 890 lifted the price cap on transmission capacity reassignments to encourage the development of the secondary market. To some degree this goal has been achieved. Over the two and one half years in the study period, it appears that the secondary market has grown substantially. The number of transactions and transaction volume has increased over time. There were higher volumes of hourly, daily, monthly, and yearly capacity reassigned each year.

However, it does not appear that the removal of the price cap was primarily responsible for the observed growth in the secondary market. The number and volume of reassignments above the cap were relatively small. There were only 134 out of almost 35,000 transactions reassignments above the price cap.

Almost all of the reassignments were priced below the cap, likely due to low price spreads between markets and the availability of primary capacity at the tariff rate. The few transactions priced above the cap have small mark-ups. It is not apparent from the data why there are no transactions with larger mark-ups. It is possible that either the primary capacity holders choose to capture the spreads in the energy market, or there has just been very little congestion on the transmission paths in the study period.

There did not appear to be any evidence of abuse by resellers. There were a few transactions priced above the cap by affiliates, but given that the percentage of transactions above the cap was about the same for affiliates and non-affiliates, this does not lead us to believe there was affiliate abuse.

It is not certain whether the removal of the price cap was the primary driver of the growth of the secondary market. However, based on the study period data, the removal of the cap does not seem to be causing problems. During the study period, it appears that resellers used the secondary market mainly to derive value from unneeded capacity. Prices were depressed below the tariff rate due to availability of primary capacity or low market price spreads between the points. When resellers did charge above the cap, the price differential was small. There was no indication that participants were able to or did take advantage of their capacity rights to manipulate prices. In the future, unrestricted secondary market prices may enable capacity reassignments to increase as an alternative to transacting in the energy market and provide price signals to indicate scarcity and appropriate areas for new investment.



14

ACEF de Québec
570, rue du Roi
Québec G1K 2X2
Tél : (418) 522-1568
Fax : 522-7023
acefque@mediom.qc.ca

Dossier R-3669-2008 phase 2

Décisions D-2009-008 et D-2009-056

Preuve de l'ACEF de Québec relativement à la

Demande de modification des tarifs et conditions des service de transport d'Hydro-Québec, phase 2, visant l'adaptation des conditions de service aux ordonnances 890 et 890A de la FERC

10 juin 2009

Richard Dagenais, analyste

composantes du réseau de transport varient selon les composantes et leurs caractéristiques, et n'est pas de 5 ans pour toutes les composantes. »

En accord avec la réponse 13.1 fournie à la Régie (HQT-8 doc. 1) HQT devrait corriger l'article 2.2 en maintenant l'énoncé actuel :

« ...le client existant de service ferme doit accepter une durée de contrat au moins égale à celle d'une nouvelle demande concurrente de la part d'un client admissible et accepter de payer le tarif juste et raisonnable courant approuvé par la Régie pour ce service. »

- **13.2 Priorité de réservation** : il n'est pas clair si quelques demandes de services converties de court terme à long terme, ne pourraient pas bloquer une demande de service à long terme plus importante, faute de capacité disponible sur le réseau ? Ne faudrait-il pas introduire un critère qui tienne compte de la taille de la réservation afin de chercher à optimiser l'utilisation du réseau.

A. 19.8 : «convention de service accélérée» la convention devrait pour plus de transparence être fournie en annexe du règlement .

19.9 Non-respect du délai d'exécution des études : HQT pourrait pour fin de comparaison soumettre les délais impliqués dans les études effectués pour les entités affiliées.

- **23.1 Procédures de cession ou de transfert du service** : comment s'assurer qu'un client ne mobilise pas de la capacité de transport et retire des profits sur la revente au détriment d'HQT et de ses clientèles ? Qu'entend-on par prix de marché pour la revente dans le contexte du Québec ?

23.1 Procédures de cession ou de transfert du service : pour un service fourni avant le 1er octobre 2010, , le prix versé au revendeur correspondra aux tarifs fixés dans la convention conclue entre le revendeur et le cessionnaire.

À ajouter après 2010, : « et au-delà si la Régie décidait de maintenir cette possibilité »

HQT nous indiquait (R. 23.c HQT-8 doc. 2) vouloir faciliter la revente en exigeant au cessionnaire de signer une nouvelle convention de service et de lui payer le montant dû au revendeur, tout en maintenant la convention de service avec le revendeur, tout en s'assurant que sa politique de crédit soit respectée. Nous sommes loin d'être convaincue que la façon de procéder proposée HQT va faciliter la revente tout en assurant le respect de la politique de crédit. Nous pensons plutôt que cela complique l'activité de revente sans que le revendeur ne soit assuré d'être payé par le cessionnaire en bout de ligne (HQT ne créditera le revendeur, qui doit continuer à payer les sommes prévues au contrat de transport, que si le cessionnaire paie).

HQT devrait offrir la possibilité, sur acceptation du revendeur, au cessionnaire de signer une convention de service directement avec HQT aux mêmes conditions que la convention d'origine signée le revendeur, ou en modifiant les conditions si HQT peut répondre aux

nouvelles conditions, en remplacement de la convention du revendeur qui serait ainsi libéré de ses engagements envers HQT ce qui faciliterait l'administration et réduirait les coûts administratifs pour HQT du service rendu au cessionnaire.

- (HQT-8 doc-2 D3) Nous pensons qu'il faille en absence de plafond imposé au prix de la revente, surveiller les transactions de revente et implanter des mécanismes de contrôle (notamment si l'on maintient après 2010 l'absence de prix plafond) pour empêcher autant que se peut les réservations opportunistes visant à limiter la capacité disponible de transport sur certains chemins afin de revendre à profit le service de transport à des tiers, profit qui incidemment échappe au transporteur et à la charge locale. Ces manœuvres opportunistes limiteraient selon nous les possibilités de revente, à l'encontre de l'objectif recherché par la FERC.

23.3 Information sur la cession ou le transfert de service : à la réponse 5.2 à la Régie (HQT-8 doc. 1) HQT indique proposer des modalités similaires à la FERC en regard de la revente de services de transport, sauf pour ce qui est de l'exigence de soumettre un rapport trimestriel portant sur ces activités. Le Transporteur devrait selon nous soumettre un rapport trimestriel à la Régie de l'énergie portant sur les activités de revente afin de nous permettre d'évaluer en continu l'impact des nouvelles règles sur la cession de services de transport au Québec.

- **Suppressions à l'A. 27 :** nous remettons en question la suppression des éléments de l'A. 27 (**Rémunération pour les coûts des ajouts au réseau et de la nouvelle répartition**) :

« ~~solutionnées de façon plus économique grâce à une nouvelle répartition des ressources~~ »

« ~~situées dans la zone de réglage du Transporteur, plutôt que par des ajouts au réseau afin d'éliminer ces contraintes,~~ le client du service de transport qui confirme sa demande de réaliser le projet est tenu au paiement des coûts de la nouvelle répartition conformément aux dispositions des présentes. »

Nous pensons que l'aspect minimisation de coûts doit être prise en compte afin qu'HQT soit tenue de proposer les solutions au moindre coût aux clients du service de transport.

- **Priorité accordée selon le prix le plus élevé :**

A. 13.2 Priorité de réservation

La durée, le prix et le temps de réponse serviront à déterminer l'ordre dans lequel les multiples réservations de plus courte durée pourront exercer le droit de préemption... Avant la date limite, si la capacité de transfert disponible n'est pas suffisante pour satisfaire à toutes les demandes, le client admissible qui a réservé un service de plus court terme ou d'égale durée et à un prix inférieur a un droit de préemption pour égaler la demande de service de plus long terme ou le service d'égale durée à un prix supérieur avant de perdre sa priorité de réservation. ...

15

**DEMANDE RELATIVE À LA MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS DES
SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC**

DOSSIER : R-3669-2008, Phase 2

MÉMOIRE DE

**ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.
(EBMI)**

**PRÉSENTÉ À LA
RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC**

LE 10 JUIN 2009

Finalement, il va sans dire que la décision du Transporteur de ne pas inclure l'annexe K et les principes qui y sont reliés dans les *Tarifs et conditions* proposés a des répercussions sur bon nombre de dispositions comme par exemple :

- l'article 2.2 portant sur les droits de renouvellement et la différence quant à la mise en vigueur de cet article qui réfère au dépôt de l'annexe K dans l'OATT *pro forma* de la FERC ;
- l'article 15.4 prévoyant les services fermes et conditionnels et la nouvelle répartition de la production n'a nullement été modifié pour tenir compte des nouvelles obligations en matière de processus de planification et l'ajout de l'annexe K ;
- l'article 16.1 portant sur les conditions à respecter par les clients du service de transport n'a pas été modifié pour tenir compte du processus de planification ;
- l'article 17.2 intitulé « Demande complète » n'a pas fait l'objet de modification tel que proposé dans l'OATT *pro forma* de FERC ;
- l'article 28.2 portant sur les responsabilités du Transporteur n'a pas non plus été ajusté ;
- l'article 31.6 sur la mise à jour des renseignements sur la charge et les ressources n'a pas été modifié ;
- au niveau de la partie IV des *Tarifs et conditions* il en va de même pour les articles 36.3, 36.5, 37, 38, 38.2, 38.3, 38.5 et 40.3 ;

4. CESSION OU REVENTE DE CAPACITÉ

Dans sa preuve à l'égard des modifications proposées, le Transporteur n'explique pas pourquoi le délai du 1^{er} octobre 2010 (proposé par la FERC) pour la date limite de retrait du plafond devrait être justifié lorsque l'on considère la date éventuelle d'entrée en vigueur des *Tarifs et conditions*.

Aussi, dans sa preuve, le Transporteur mentionne (fiche de l'article 23.1) :

« D'autre part, FERC refuse d'appliquer aux affiliés du Transporteur pour la revente des conditions différentes de celles qui s'appliquent à des tiers car cela ne ferait que limiter inutilement la fluidité du marché. »

Devons-nous comprendre que la revente pourra se faire sans aucun problème entre les « entités affiliées » du Transporteur ? Et si oui, quel est l'impact de cette modification à l'égard des tiers ? Le Transporteur ne nous fournit aucune preuve à cet égard. Nous avons également d'autres questionnements quant à la modification demandée. Au niveau de l'article 23.3, il est prévu que toutes les ventes et les cessions de capacité doivent être effectuées par l'entremise du site OASIS du Transporteur, ou affichées sur celui-ci, au plus tard à la date de début du service faisant l'objet de la nouvelle cession. Par ailleurs, le Transporteur indique que les revendeurs peuvent également se servir du site OASIS du Transporteur pour afficher la capacité de transfert disponible pour la revente.

À une question formulée par UC dans le cadre de sa demande de renseignements (HQT-8, document 8, p. 7), le Transporteur précise que rien n'empêche un revendeur de publiciser par tout autre moyen ou d'informer les cessionnaires éventuels de la disponibilité du service à céder.

L'on comprend de ce qui précède que selon le Transporteur, un revendeur respecterait les dispositions de l'article 23.3 s'il convenait de conditions de vente ou de cession d'une capacité de transfert directement avec un tiers sans l'afficher préalablement sur le site OASIS. Dans le contexte où le Transporteur propose que cet article puisse s'appliquer à ses « entités affiliées », nous estimons que cela risque de créer des situations potentielles de discrimination. Il y a lieu de revoir la portée des modifications proposées à la lumière de la situation particulière du « Transporteur » et de ses « entités affiliées ».

5. SERVICES FERMES ET CONDITIONNELS ET NOUVELLE RÉPARTITION DE LA PRODUCTION

Le Transporteur, à la pièce HQT-1, document 1, p. 22-23, mentionne qu'il propose de modifier l'article 15.4 des *Tarifs et conditions* pour offrir, aux clients du service ferme à long terme de point à point, un service ferme conditionnel tel que prévu par l'ordonnance 890. Le Transporteur ajoute qu'il pourra évaluer la « possibilité d'offrir une nouvelle répartition des ressources situées dans la zone de réglage, de celle du client ou de celle en provenance d'un tiers qui y aura consenti, comme solution de rechange aux ajouts au réseau qui seraient requis pour offrir le service de transport ferme à long terme. »

En demande de renseignements, nous avons demandé au Transporteur d'expliquer d'où venait cette possibilité d'offrir une nouvelle répartition (HQT-8, document 3, p. 14-15). À notre avis, le Transporteur n'explique pas pourquoi celui-ci serait justifié d'effectuer une répartition en fonction des ressources situées dans la zone de réglage du Transporteur par opposition à l'expression « sur son réseau de transport ».

À l'égard de cette problématique, nous vous référons aux commentaires formulés par notre expert dans son rapport d'expertise joint aux présentes.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3669-2008 / Phase 2

**RÉPONSES D'ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.
(« EBMI ») À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (« RÉGIE »)**

opportunité valable de commenter la proposition d'annexe K à être soumise par le Transporteur.

Cession ou revente de capacité

5. Référence : Pièce C-6-29, EBMI, page 9.

Préambule :

« L'on comprend de ce qui précède que selon le Transporteur, un revendeur respecterait les dispositions de l'article 23.3 s'il convenait de conditions de vente ou de cession d'une capacité de transfert directement avec un tiers sans l'afficher préalablement sur le site OASIS. Dans le contexte où le Transporteur propose que cet article puisse s'appliquer à ses « entités affiliées », nous estimons que cela risque de créer des situations potentielles de discrimination. Il y a lieu de revoir la portée des modifications proposées à la lumière de la situation particulière du «Transporteur» et de ses « entités affiliées ». [nos soulignés]

Demande :

5.1 Veuillez préciser si vous avez des suggestions quant aux modifications proposées.

R 5.1 : En fait, c'est la portée de l'ensemble des modifications proposées par le Transporteur à la lumière de la preuve soumise qui doit être reconsidérée.

Nous souscrivons aux différentes interrogations soulevées par l'expert Philip Raphals dans son rapport d'expert aux pp. 8 à 13 (pièce C-3-36) qui peuvent se résumer comme suit :

- l'opportunité de lever le prix plafond;
- l'opportunité de lever le prix plafond, le cas échéant, jusqu'au 1^{er} octobre 2010;
- l'opportunité d'appliquer ce changement à tous les clients, incluant les entités affiliées;
- l'opportunité d'établir des règles relativement à la publicité des transactions de revente.

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

CAUSE TARIFAIRE 2009
DE TRANSÉNERGIE

DOSSIERS R-3669-2008, PHASE 2

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Transporteur (TransÉnergie)

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

**EXAMEN DES MODIFICATION AUX TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES
DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC
FAISANT SUITE AUX ORDONNANCES 890 ET 890A DE LA FERC**

RAPPORT D'EXPERTISE

Jean-Claude Deslauriers, ing.
Jacques Fontaine

Préparé pour:
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 11 juin 2009
Version révisée le 23 septembre 2010

*Pièce SÉ-AQLPA-4 - Document 1 (v.r.)
Examen de modifications aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec,
faisant suite aux Ordonnances 890 et 890A de la FERC*

*Rapport d'expertise de Jean-Claude Deslauriers et Jacques Fontaine
Préparé pour Stratégies Énergétiques et l'AQLPA*

8

AUTRES QUESTIONS CONNEXES

8.1 L'ASSOULISSEMENT DES PROCÉDURES DE CESSION OU DE TRANSFERT DE RÉSERVATION DE CAPACITÉ (ART. 23.1, 23. ET 23.3 ET APPENDICE A-1)

Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) propose aux articles 23.1, 23.2 et 23.3 et à l'Appendice A-1 de ses *Tarifs et conditions* et à l'instar de la FERC, d'assouplir les procédures permettant à un client de céder ou transférer à un tiers la capacité qu'il a réservé.

Un tel assouplissement rejoint les préoccupations que nos clientes nous ont demandé d'examiner et qui sont reproduites en section 1 du présent rapport. Il permet en effet de maximiser l'usage des équipements existants, réduisant ainsi la possibilité que des nouveaux équipements aient à être construits, alors que ceux déjà en place seraient sous-utilisés.

Nous en recommandons donc l'acceptation par la Régie.

RECOMMANDATION NO. 21 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter les modifications proposées par Hydro-Québec Transport (TransÉnergie) aux articles 23.1, 23.2 et 23.3 et à l'Appendice A-1 de ses *Tarifs et conditions* à l'effet d'assouplir les procédures permettant à un client de céder ou transférer à un tiers la capacité qu'il a réservé.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 22 OCTOBRE 2010

VOLUME 5

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 AUDIENCE 22 OCTOBRE 2010 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE: Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS: Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SE-AQLPA) Me HELENE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me STEVE CADRIN, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	1 PANEL 6 2 MARIE-CLAUDE LALANDE 3 SYLVAIN CLERMONT 4 Interrogés par Me Marie-Christine Hivon 172 5 Contre-interrogés par Me Paule Hamelin 178 6 Contre-interrogés par Me André Turmel 181 7 8 AUDIENCE CONTINUÉE LE 26 OCTOBRE 2010 A 9 H 00 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25
Page 3	Page 5
1 TABLE DES MATIERES 2 Page 3 4 LISTE DES PIECES 5 5 LISTE DES ENGAGEMENTS 6 6 PREUVE DE LA REQUÉRANTE 7 PANEL 3 8 JUDAH ROSE 9 MARIE-CLAUDE ROQUET 10 FRANÇOIS HÉBERT 11 SYLVAIN CLERMONT 12 Contre-interrogés par Me Paule Hamelin 7 13 Contre-interrogés par Me Jean-François Ouimette 128 14 Contre-interrogés par Mme Lucie Gervais 133 15 Réinterrogés par Me Marie-Christine Hivon ... 145 16 PANEL 5 17 MARIE-CLAUDE LALANDE 18 SYLVAIN CLERMONT 19 Contre-interrogés par Me Hélène Sicard 160 20 21 22 23 24 25	1 LISTE DES PIECES 2 Page 3 4 C-6-67 : Décisions (2) en vertu de 5 l'article 73..... 127 6 B-164 : Présentation PowerPoint de 7 madame Marie-Claude Lalande. 178 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25

Page 166 1 Stratégies énergétiques et Association québécoise de 2 la lutte contre la pollution atmosphérique. Pas de 3 questions. Ontario Power Generation, pas de 4 questions. 5 Me LOUISE CADIEUX : 6 Non. 7 LE PRÉSIDENT : 8 Merci. Newfoundland and Labrador Hydro, Maître 9 Turmel? Pas de questions. Pour le GRAME, maître 10 Paquet? 11 Me GENEVIEVE PAQUET : 12 Pas de questions. 13 LE PRÉSIDENT : 14 Pas de questions. Pour Énergie Brookfield 15 Marketing, Maître Hamelin? Pas de questions. Pour 16 l'ACEF de Québec? 17 Me DENIS FALARDEAU : 18 Pas de questions. 19 LE PRÉSIDENT : 20 Pas de questions. Alors, pour la Régie, Maître 21 Ouimette? 22 Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE : 23 Pas de questions. 24 LE PRÉSIDENT : 25 Pas de questions.	Page 168 1 le cadre du panel numéro 6, qui vise spécifiquement 2 la question des articles relatifs au déplaçonnement 3 de revente et cession de capacité, la possibilité de 4 le déposer. 5 Alors, je ne sais pas s'il y a des 6 objections toujours en vigueur. L'ordonnance 739 de 7 la FERC. Les copies sont ici depuis lundi matin. 8 Me ANDRÉ TURMEL : 9 J'apprends que les copies sont là depuis lundi 10 matin. Mais je vais simplement le regarder. Je ne 11 fouille pas dans les documents de mes confrères là. 12 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 13 On les avait mis à votre disposition lundi. 14 Me ANDRÉ TURMEL : 15 Si vous pouvez me donner quelques minutes pour le 16 regarder. Mais encore là, Monsieur le Président, 17 quand bien même c'est une décision de la FERC, si ça 18 sert à vouloir compléter leur preuve, il me semble 19 un peu tard pour compléter la preuve. Si on veut en 20 tirer un argument additionnel en argumentation, bien 21 sûr que oui. Mais ce sera déposé en argumentation. 22 La seule chose, c'est que si on continue à 23 nous déposer jour après jour des nouveaux documents 24 comme ça, datés d'hier ou d'avant-hier, dans la 25 preuve, pour parfaire sa preuve, donc ce qu'on
Page 167 1 Me ÉRIC DUNBERRY : 2 Monsieur le Président, nous enchaînons avec le thème 3 numéro 6. 4 LE PRÉSIDENT : 5 Très bien. 6 Me ÉRIC DUNBERRY : 7 Cession ou revente de capacité, pour lequel il y a 8 une présentation. On procède immédiatement, si vous 9 nous le permettez, avec cette présentation. 10 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 11 Alors, la preuve sera présentée par le même panel. 12 Il a été question, Monsieur le Président, en tout 13 début d'audience, dans peut-être les 15 premières 14 minutes lundi matin, le Transporteur souhaitait 15 déposer l'ordonnance 739 de la FERC, datée du 20 16 septembre 2010, qu'on vous a représentée être le 17 bilan qu'a fait la FERC aux termes des deux années 18 d'étude du déplaçonnement du prix pour la cession ou 19 revente de capacité. 20 Il y a eu des objections qui ont été 21 formulées par l'effet de surprise créé par cette 22 nouvelle preuve-là. Nous l'avons mise à la 23 disposition des intervenants qui ont pu, le cas 24 échéant, en prendre copie. 25 Nous aimerions déposer aujourd'hui, dans	Page 169 1 permet à HQ, on va le permettre... 2 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 3 Mais, Maître Turmel, elle est datée du 20 septembre 4 2010. 5 Me HÉLENE SICARD : 6 Me ANDRÉ TURMEL : 7 Est-ce que je vous interromps quand vous parlez, 8 Maître Hivon? Merci. 9 Ce que je disais avant d'être interrompu, 10 Monsieur le Président, c'est qu'encore là, 11 premièrement, si on avait pu nous expliquer, Maître 12 Hivon, si ce document vise à parfaire leur preuve, 13 si c'est le cas, bien, on va faire l'objection en 14 conséquence. 15 Si c'est un document qui est présenté 16 parce qu'on veut le déposer maintenant pour 17 l'utiliser en argumentation, on fera valoir nos 18 points. Mais c'est un peu le même principe. Parce 19 que la Régie a toujours dit que dans ses audiences 20 tarifaires, qu'elle n'accepte pas que la preuve soit 21 bonifiée et bonifiée et augmentée jour après jour. 22 Sinon, on n'en finit pas de faire des analyses. 23 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 24 Écoutez, Monsieur le Président, s'il n'y a personne 25 qui s'objecte au fait qu'on puisse utiliser cette

Page 170 1 ordonnance-là pour argumenter, je n'ai pas de 2 problème, je peux le déposer après. Vous aurez vu 3 l'utilité aux termes de la présentation. Il ne 4 s'agit pas ici de bonifier la preuve, il s'agissait 5 simplement de compléter suite à de très récents 6 développements datés du 20 septembre. 7 Je n'ai pas besoin actuellement, pour les 8 fins de la présentation, de référer à l'ordonnance, 9 et madame Lalande n'a pas besoin d'y référer. Il y 10 a des informations qui sont déjà contenues dans des 11 réponses à des demandes de renseignements au 12 dossier, qui font référence à certaines valeurs que 13 madame Lalande voulait vous présenter. Mais il ne 14 s'agit pas ici, je pense, d'un abus de dépôt de 15 preuve de façon à prendre quiconque par surprise. 16 LE PRÉSIDENT : 17 Donc, la Régie juge utile d'en prendre connaissance, 18 en tout cas, avant de statuer sur la teneur du 19 document, est-ce qu'il s'agit strictement d'une mise 20 à jour d'informations de façon minimale. 21 C'est sûr que s'il devait sortir demain 22 une ordonnance majeure de la FERC qui comprend des 23 éléments d'importance et qui méritent un examen des 24 parties d'en prendre connaissance et de faire un 25 examen à fond, possiblement qu'on... il y a une	Page 172 1 Juste pour faire une distinction, Monsieur le 2 Président. Ce n'est pas de la preuve, on s'entend 3 bien que c'est une décision de jurisprudence, ce 4 n'est pas de la preuve, ce n'est pas déposé en 5 preuve. Aucune des ordonnances de 890 n'est déposée 6 en preuve. 7 Si le problème, c'est que maître Turmel 8 croit qu'on le dépose en preuve, ce n'est pas déposé 9 en preuve, c'était simplement communiqué aux 10 intervenants, d'une part. Et quant à son 11 commentaire sur la preuve additionnelle, on s'en 12 rappellera tous au moment de la preuve en chef de 13 nos collègues. 14 PANEL 6 15 INTERROGÉS PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 16 Alors, peut-être vaudrait-il la peine d'assermenter 17 le panel. Au début, ça fait pareil, excellent. Ça 18 dure pour plusieurs jours. 19 Q.198 Alors, j'invite madame Marie-Claude 20 Lalande, chef commercialisation à Hydro- 21 Québec TransÉnergie, à faire la 22 présentation du Transporteur relativement 23 au thème numéro 6, cession et revente de 24 capacité. 25 Mme MARIE-CLAUDE LALANDE :
Page 171 1 limite évidemment à vouloir additionner au dossier, 2 dépendamment de la teneur. Je crois savoir de quoi 3 il s'agit, mais j'aimerais voir exactement, l'avoir 4 sous les yeux. 5 Et par la suite, la Régie pourra rendre sa 6 décision si elle l'accepte au dossier ou pas. Mais 7 elle est consciente... la Régie, c'est vrai qu'elle 8 a toujours jugé important qu'une fois la preuve 9 terminée avant un dossier, bien, elle ne doit pas 10 être bonifiée sans arrêt pendant l'audience. Sinon, 11 ça peut être problématique. 12 Par contre, si c'est une information 13 publique qui est sommaire et utile, bien, il faut 14 juste voir les avantages et inconvénients, selon les 15 circonstances. 16 Me ANDRÉ TURMEL : 17 Merci, Monsieur le Président, donc de tracer cette 18 ligne pour qu'on puisse se comporter en conséquence 19 pour le reste du dossier. 20 LE PRÉSIDENT : 21 Alors, possiblement, ce qu'il pourrait y avoir, 22 c'est présentation et par la suite, on pourra 23 prendre quelques minutes pour en prendre 24 connaissance. Oui? 25 Me ÉRIC DUNBERRY :	Page 173 1 R. Monsieur le Président, Madame le 2 régisseur, Monsieur le régisseur. 3 Brièvement donc, on vous a préparé une 4 courte présentation pour mettre en lumière 5 donc les modifications que nous proposons 6 aujourd'hui. 7 Donc, on parle de cession et de 8 revente de capacité ici. Ce qu'on suggère 9 donc, c'est des dispositions qu'on 10 retrouve déjà, comme vous le savez là, à 11 nos Tarifs et conditions, c'est d'éliminer 12 le prix plafond de cession ou revente 13 pendant une période expérimentale; je 14 reviendrai un peu sur la période 15 expérimentale. Ça, ça se retrouve à 16 l'article 23.1. 17 On prévoit aussi la signature d'une 18 nouvelle convention de service entre le 19 cessionnaire et le Transporteur et 20 l'introduction donc d'un nouvel appendice 21 A-1. 22 On prévoit que le revendeur demeure 23 responsable de l'exécution de ses 24 obligations, requiert l'utilisation ou 25 l'affiche sur OASIS. Ça, on retrouve ça

Page 174

maintenant à l'article 23.3.

Donc comme je le disais pour la période expérimentale, ça prévoit une période d'essai additionnelle dans les circonstances.

Dans ce cas-ci, compte tenu de l'écoulement du temps, initialement on avait prévu une période qui s'échelonnait jusqu'au 1er octobre 2010. On vous suggère de l'étendre jusqu'au 1er octobre 2012. Donc, la même période de deux ans qui avait été suggérée par la FERC.

Donc, après analyse des modifications proposées par l'ordonnance 890 voici les propositions de modifications qu'on juge juste et raisonnable. Ces modifications-là donc favorisent le développement du marché secondaire, mitigent les risques des acheteurs de services de transport long terme, optimisent les capacités de transport disponibles, stimulent l'utilisation du réseau de transport par ceux qui y attribuent une plus grande valeur et reflètent donc les modifications apportées au pro forma de la FERC et c'est

Page 176

en compte le fait que le développement d'un marché secondaire est susceptible de procurer des avantages à l'ensemble de la clientèle et des impacts minimes de cette mesure sur les activités et droits du Transporteur.

De plus, la possibilité de revente sans prix plafond mitige le risque de s'engager pour une durée de cinq ans.

Finalement, comme je l'ai annoncé déjà, la Régie pourra revoir l'utilité de cette mesure au terme de la période d'essai qu'on propose.

Ce qu'on a aussi noté à la lecture des demandes de renseignements et de la preuve des intervenants, c'est qu'il y avait certaines craintes que nous jugeons non fondées eu égard à la possibilité de voir poindre des réservations opportunistes.

Les réservations opportunistes sont improbables si on prend en considération les coûts de réservation de services de transport long terme point à point.

Je vous ai ici illustré un exemple.

Page 175

justifié dans le contexte de notre marché.

L'utilité de ces modifications que nous proposons, bien, à l'heure actuelle le régime n'a pas permis le développement d'un marché secondaire.

Par contre, l'expérience américaine démontre que l'élimination du prix plafond stimule les marchés secondaires.

Et, là, je vous réfère donc à une des réponses qui avait été donnée dans les demandes de renseignements. Je vous donnerai la référence un peu plus tard mais aux États-Unis, ce qu'on a constaté, sont qu'ils étaient passés de 200 conventions de cession ou revente à 32 000 en l'espace de deux années.

Vous retrouverez aussi une référence, là, dans l'éventualité où vous réferez à l'ordonnance 739, donc vous retrouverez une référence à cet effet-là.

Donc, on était donc passé, si je veux mettre un petit peu d'emphase là-dessus de 200 conventions à 32 000 conventions en l'espace de deux ans.

Pour déterminer l'utilité, on a pris

Page 177

Si on prend une réservation de 100 mégawatts pour une période de 20 ans, on voit qu'annuellement le coût de réservation est de 7.6 M\$ par année. Ça nous donne une valeur actualisée de 88 M\$ ce qui sont des sommes considérables.

Donc, avant de prétendre qu'on puisse prendre des positions opportunistes, je pense qu'il faut prendre ces éléments-là en considération.

De plus, la possibilité d'obtenir le marché... le service sur le marché primaire demeure toujours et le paiement des ajouts aussi demeure toujours.

Je pense qu'il y a aussi un constat aux États-Unis qui a été... qui ressort donc des lectures qu'on a faites donc de 739. Les positions de contrôle, c'est un risque ou c'est une crainte non fondée. Ça n'a pas été démontré de l'expérience américaine.

Encore une fois, je répète que le Régie pourra revoir la situation au terme de la période d'essai proposée. Donc, les risques sont vraiment minimes. C'est

45 (Pages 174 to 177)

Page 178	Page 180
1 tout. 2 Q.199 Alors, merci, Madame Lalande. 3 J'aimerais déposer la copie de la 4 présentation PowerPoint sous la cote HQT- 5 38 B-164. Le panel est disponible s'il y 6 a des questions. 7 PIECE B-164 (HQT-38) : 8 Présentation PowerPoint de madame Marie-Claude 9 Lalande. 10 LE PRÉSIDENT : 11 Alors, pour les questions, ACEF de Québec? 12 Me DENIS FALARDEAU : 13 Pas de questions. 14 LE PRÉSIDENT : 15 Pas de questions. Énergie Brookfield Marketing, 16 Maître Hamelin. 17 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PAULE HAMELIN : 18 Q.200 Alors, bonjour, Paule Hamelin pour Énergie 19 Brookfield Marketing Inc. Bonjour, Madame 20 Lalande. Bonjour, Monsieur Clermont. 21 Est-ce que l'on doit comprendre que 22 cette disposition-là s'applique au long 23 terme ferme, aux réservations de long 24 terme ferme? 25 R. On n'a rien changé à cet égard-là.	1 que ce qu'il a acheté? Je veux juste 2 qu'on m'explique l'objectif. 3 Mme MARIE-CLAUDE LALANDE : 4 R. En fait, il n'y a personne qui est visé, 5 là, particulièrement. Ce que ça donne, ce 6 que ça permet l'élimination du plafond, 7 c'est de permettre des négociations de gré 8 à gré entre les clients. Et l'expérience 9 américaine, vous pourriez le constater à la 10 lumière de la lecture de, je pense que 11 c'est dans l'ordonnance 739, c'est qu'on 12 constate que ça tourne autour du prix qui 13 est payé dans la convention. 14 Je n'ai pas de référence particulière 15 mais je vous... je pense que la référence 16 se trouve là. 17 Q.206 Peut-être juste, de façon à ce que je 18 comprenne, si personne n'est visé, 19 pourquoi vous demandez la modification? 20 Encore une fois pour faire une mise à 21 niveau? 22 M. SYLVAIN CLERMONT : 23 R. Tous les clients sont visés. Tous les 24 clients qui détiennent du service. C'est 25 parce que vous en avez nommé un.
Page 179	Page 181
1 Q.201 D'accord. Actuellement, combien de 2 clients détiennent des positions de 3 service de long terme ferme? 4 R. Je vous dirais, par coeur, là, il faudrait 5 voir sur Oasis, là, mais toutes ces 6 réservations-là se retrouvent donc sur... 7 Q.202 Mais en termes de proportion, en 8 considérant le producteur, disons. 9 M. SYLVAIN CLERMONT : 10 R. Bien, écoutez, de mémoire, là, comme ça 11 puis bien sûr le producteur, votre 12 cliente, NLH, long terme ferme, je 13 penserais que j'en vois pas d'autres, là, 14 sauf oubli de ma part. 15 Q.203 Et puis au niveau... si on parle en termes 16 de proportion, le producteur détiendrait 17 combien de pourcentage des réservations 18 long terme par rapport aux autres clients? 19 R. Par rapport à la capacité ou par 20 rapport... l'un par rapport à l'autre? 21 Q.204 Je parle un par rapport à l'autre. 22 R. Je ne sais pas, là. Un pourcentage très 23 élevé, là. 24 Q.205 Est-ce que l'on comprend que HQP va 25 pouvoir revendre son transport plus cher	1 Q.207 Oui. 2 R. Votre cliente pourrait également revendre 3 ses services de transport. 4 Q.208 D'accord. Mais c'est parce que tout à 5 l'heure vous avez dit que personne n'était 6 visé alors c'est pour ça que je ne 7 comprenais pas, là. 8 Me ERIC DUNBERRY : 9 Personne en particulier. 10 Me PAULE HAMELIN : 11 O.K., personne en particulier, merci. Alors, je 12 vous remercie. Ça va. 13 LE PRÉSIDENT : 14 Merci, Maître Hamelin. Pour le GRAME, maître 15 Paquet, pas de questions? Pour Newfoundland and 16 Labrador Hydro, maître Turmel. 17 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANDRÉ TURMEL : 18 Q.209 Re-bonjour, Monsieur le Président. 19 Bonjour, membres du panel. 20 Alors, je suis à votre présentation 21 de tout à l'heure, si vous voulez revenir 22 à la page 2, donc, à la page 2. 23 Vous mentionnez à l.d) que vous 24 proposez de modifier les Tarifs et 25 conditions notamment afin de requérir

Page 182

1 l'utilisation ou l'affichage sur OASIS,
2 article 23.3.
3 Et monsieur Clermont vous avez fait
4 référence dans les derniers jours au fait
5 que le système OASIS allait être revigoré
6 ou mis à jour, là. Quand vous dites
7 requérir l'utilisation sur l'affichage,
8 encore faut-il savoir de quoi... qu'est-ce
9 que vous allez y afficher à l'égard de la
10 revente? Est-ce que vous allez afficher
11 les capacités non cédulées pour le day-
12 ahead market?
13 M. SYLVAIN CLERMONT :
14 R. Attendez, ce n'est pas de ça dont on parle
15 dans les articles 23.
16 Q.210 Non, non, bien 23.3 c'est pour... vous
17 allez... là, vous allez afficher sur
18 OASIS.
19 R. Oui, mais là, votre question... votre
20 question porte sur l'horizon de la
21 programmation alors qu'ici, donc un
22 service qui n'est pas programmé devient
23 disponible en ATC.
24 Q.211 C'est ça.
25 R. Je pense que vous m'avez posé la question

Page 183

1 un peu plus tôt cette semaine.
2 Q.212 Oui.
3 R. Dans ce cas-ci on parle de revendre, de la
4 possibilité de revendre ou de céder vos
5 droits de transport, donc votre service de
6 transport, votre convention.
7 Q.213 Oui.
8 R. C'est ça qui sera affiché. Donc, ce qui
9 va être affiché c'est: NLH a vendu à
10 Brookfield 100 mégawatts ou HQP a vendu à
11 NLH 200 mégawatts.
12 Q.214 O.K. Ce qui sera affiché, ça sera le...
13 ça sera le résultat de la revente?
14 Mme MARIE-CLAUDE LALANDE :
15 R. Exact.
16 Q.215 O.K., d'accord.
17 R. Vous avez l'obligation...
18 Q.216 Oui.
19 R. Vous avez l'obligation d'afficher une fois
20 la convention... avant que le service de
21 cession soit effectif, il y a une
22 obligation d'afficher.
23 Q.217 C'est ce que je veux mesurer avec vous.
24 Donc, ce que vous affichez, c'est le
25 résultat de la revente. Mais, moi, je

Page 184

1 vois avec vous un peu en amont, en amont,
2 quand une capacité ferme n'est pas
3 utilisée, quand elle n'est pas utilisée,
4 est-ce que vous allez... actuellement ou
5 est-ce qu'il est de l'intention du
6 Transporteur d'afficher dans le cas du
7 jour d'avant les capacités non cédulées?
8 Donc...
9 R. Il y a deux concepts.
10 Q.218 Oui.
11 R. Je vais peut-être vous aider, là.
12 Q.219 Aidez-moi.
13 R. Il y a la cession et la revente.
14 Q.220 Oui.
15 R. C'est pour les conventions de services de
16 transport ferme long terme.
17 Q.221 Oui.
18 R. On n'est pas dans la programmation.
19 Q.222 Oui. Mais...
20 R. Quand on parle... laissez-moi juste
21 terminer.
22 Q.223 D'accord, bien sûr.
23 R. Vous allez avoir votre information, je
24 suis pas mal sûr.
25 Q.224 O.K.

Page 185

1 R. Ce qu'on permet aussi, c'est l'utilisation
2 d'OASIS. Si le client revendeur
3 potentiel...
4 Q.225 Oui.
5 R. ... veut afficher qu'il est disponible à
6 revendre, il peut utiliser OASIS pour
7 informer les clients en général qu'il est
8 intéressé à revendre.
9 Par contre, il peut appeler le
10 client, il n'a pas d'obligation. Il peut
11 appeler un de ses autres clients pour
12 dire: J'ai de la capacité à revendre.
13 Donc, on n'est pas dans la programmation.
14 Q.226 D'accord. Mais vous avez dit: « Il peut »
15 mais donc il n'a pas d'obligation
16 d'afficher le fait qu'il... vous dites
17 qu'il peut le faire mais s'il décide de ne
18 pas le faire, selon ce que vous me dites
19 et selon les règles proposées, il n'aurait
20 pas à le faire.
21 R. C'est du gré à gré.
22 Q.227 C'est du gré à gré mais est-ce que...
23 R. Il n'y a pas d'obligation de l'afficher.
24 Q.228 Je comprends.
25 R. Il peut appeler.

47 (Pages 182 to 185)

Page 186

1 Q.229 Oui.
 2 R. Mais on offre la possibilité de l'afficher
 3 sur OASIS s'il le désire.
 4 Q.230 O.K.
 5 R. L'obligation qu'il a, c'est d'afficher la
 6 convention de service lorsque cédée.
 7 Q.231 O.K. Mais ma question additionnelle, j'ai
 8 bien compris ce que vous m'avez dit, ne
 9 serait-il pas approprié pour ce qui n'a
 10 pas été cédulé dans les 24 heures à
 11 l'avance, dans le day-ahead market,
 12 d'afficher, de poster, comme on dit si
 13 bien, là, sur l'OASIS ces capacités-là
 14 pour donner un signal de marché aux
 15 réseaux avoisinants ou aux réseaux en
 16 général, aux utilisateurs du marché?
 17 M. SYLVAIN CLERMONT :
 18 R. Bon. Premièrement, ça ne fait pas partie
 19 des articles dont on discute en ce moment
 20 mais généralement, en réponse à votre
 21 question, c'est on le fait déjà. Quand un
 22 service n'est pas programmé, je vous l'ai
 23 expliqué, je pense, hier ou avant-hier,
 24 là, à quelque part dans l'après-midi,
 25 parce que les clients ont jusqu'à 1 h 00

Page 188

1 notre OASIS actuel est un peu difficile,
 2 disons.
 3 Le nouveau va être plus clair, va
 4 être plus standard à la norme qui est
 5 utilisée dans l'industrie mais c'est la
 6 même information. Donc, l'ATC non ferme
 7 horaire au quotidien, là, dépendant du cas
 8 dont on parle, va être augmenté des
 9 capacités qui n'ont pas été programmées.
 10 Q.235 D'accord. Maintenant, quand on regarde en
 11 export au Québec, et juste me confirmer,
 12 je vais vous énoncer une série d'énoncés
 13 factuels puis dites-moi si c'est exact.
 14 HQP détient le transport d'export sur MASS
 15 et New York. Donc, dans un premier temps,
 16 sur la phase 1 et 2 Highgate et Derby vers
 17 la Nouvelle-Angleterre, sur la nouvelle
 18 ligne DC en Ontario, c'est exact?
 19 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
 20 Monsieur le Président, je ne comprends pas la
 21 pertinence de ces questions-là de la part de mon
 22 confrère sur la présence de HQP sur les
 23 interconnexions.
 24 Me ANDRÉ TURMEL :
 25 Bien, HQP est un acheteur de transport ferme.

Page 187

1 pour déposer leur programme pour la
 2 journée du lendemain et quelque part, pas
 3 longtemps après, là, quand les programmes
 4 ont été traités, la capacité qui n'a pas
 5 été programmée devient automatiquement
 6 affichée sur le site OASIS en capacité non
 7 ferme.
 8 Q.232 O.K.
 9 R. C'est déjà le cas.
 10 Q.233 O.K.
 11 R. Mais ce n'est pas l'objet, puis encore, ce
 12 n'est pas l'objet des articles 23, là,
 13 mais c'est déjà le cas.
 14 Q.234 O.K. C'est déjà le cas sur le site OASIS.
 15 Avec le nouveau site OASIS que vous
 16 entendez afficher, est-ce que vous allez
 17 donner le même niveau d'information ou un
 18 peu plus d'information ou je veux
 19 comprendre, là. On essaie de voir, là.
 20 R. Bien, dans ce cas-ci, sur le nouvel OASIS,
 21 bien sûr ça va y être, là. C'est
 22 fondamental ça. Et le niveau
 23 d'information, écoutez, il va être
 24 présenté un peu différemment parce que je
 25 pense que tout le monde est d'accord que

Page 189

1 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
 2 Oui, alors c'est quoi la pertinence?
 3 Me ANDRÉ TURMEL :
 4 Bien, on est dans la revente de transport ferme,
 5 Maître Hivon, là. Ça m'apparaît...
 6 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
 7 Je ne comprends toujours pas la...
 8 Me ANDRÉ TURMEL :
 9 Laissez-moi terminer ma question, peut-être que...
 10 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
 11 Bien, vous aviez terminé, vous avez demandé au
 12 témoin: Est-ce que c'est exact?
 13 Me ANDRÉ TURMEL :
 14 On est dans la revente de transport ferme.
 15 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
 16 Mais je vous ai laissé terminer votre question.
 17 Me ANDRÉ TURMEL :
 18 On est dans la revente de transport ferme, Monsieur
 19 le Président, et moi je veux bien savoir... je veux
 20 faire le tour des interconnexions en export pour
 21 savoir sur ces grandes lignes-là, qui sont les
 22 grands clients, en général, de point à point pour
 23 sortir du Québec? J'imagine que, bon, qu'il va nous
 24 dire que c'est l'Ontario.
 25 Et ma question subséquente, c'est qu'est-

48 (Pages 186 to 189)

Page 190

1 ce qu'il reste à vendre par HQT en export
2 aujourd'hui factuellement. Alors, ça m'apparaît
3 tout à fait...
4 LE PRÉSIDENT :
5 Donc, c'est les quantités déjà réservées à long
6 terme?
7 Me ANDRÉ TURMEL :
8 Oui, tout à fait. Un ordre de grandeur, Monsieur le
9 Président.
10 LE PRÉSIDENT :
11 La proportion de capacité totale d'export.
12 Me ANDRÉ TURMEL :
13 Tout à fait, tout à fait.
14 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
15 Monsieur le Président, je pense que d'abord ces
16 informations-là sont déjà connues de maître Turmel
17 et il les a probablement déjà dans ses notes.
18 Me ANDRÉ TURMEL :
19 Ce n'est pas la preuve ça, Maître Hivon.
20 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
21 Écoutez, là, c'est vous qui m'interrompez.
22 LE PRÉSIDENT :
23 Maître Turmel, laissons maître Hivon cette fois-ci.
24 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
25 Oui, merci. Merci, Monsieur le Président.

Page 191

1 Me ANDRÉ TURMEL :
2 Excusez.
3 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
4 Ces informations-là sont publiques, elles sont
5 affichées sur OASIS. Toute personne qui veut savoir
6 ce qui en est peut aller le voir, c'est évolutif.
7 Je ne vois pas c'est quoi la pertinence de faire
8 dire aujourd'hui au témoin ce qui en est.
9 Là, maître Turmel vient d'ajouter en
10 m'interrompant l'argument additionnel que ce n'est
11 pas en preuve, il n'a pas fait sa preuve encore, de
12 ce que je comprends.
13 Alors, il pourra faire la preuve qu'il
14 veut, mais dans la mesure où c'est pertinent pour
15 savoir si la modification aux Tarifs et conditions
16 se justifie ou non, honnêtement, je m'objecte à ce
17 qu'on commence à dépecer au cas par cas tous les
18 services point à point possibles et en focussant
19 évidemment sur un seul client. Je m'objecte à la
20 question.
21 Me ANDRÉ TURMEL :
22 Monsieur le Président, la modification porte sur la
23 revente de transport ferme. Il m'apparaît approprié
24 que HQT soit capable de répondre de quelle capacité
25 potentiellement de revente parle-t-on pour bien

Page 192

1 comprendre à quoi on est prêt parce qu'on vous
2 demande de jouer dans le prix, dans le prix plafond,
3 il m'apparaît approprié factuellement de demander au
4 témoin tout simplement la question que je lui ai
5 posée.
6 Ce n'est pas très, très compliqué et je
7 suis grandement étonné que HQT s'oppose à donner
8 l'information. Et ma consœur dit que ces
9 informations sont sur le site OASIS, mais elles ne
10 sont pas dans la preuve, dans les transcripts, ce
11 serait pertinent que nous les ayons pour fins de
12 mémoire, de discussion. Dans cinq, dix ans quand on
13 regardera l'issue de ce dossier, on voudra savoir à
14 l'époque de quoi on parlait.
15 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
16 Mais en fait, j'ajouterais...
17 LE PRÉSIDENT :
18 Un instant. Donc, réplique.
19 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
20 Je m'excuse. Un dernier point là, simplement pour
21 remettre les choses en perspective, la session et
22 revente de capacités existe déjà dans les Tarifs et
23 conditions. Ce n'est pas quelque chose qu'on
24 ajoute, il n'y a rien de nouveau là.
25 La seule modification, c'est en ce qui

Page 193

1 concerne le déplafonnement du prix. Alors, je
2 voulais simplement faire cette précision-là parce
3 qu'on ne remet pas en cause l'existence du concept
4 au complet, à moins que mon confrère indique
5 l'inverse.
6 Me ANDRÉ TURMEL :
7 Non.
8 LE PRÉSIDENT :
9 Un instant. Ici, la Régie va permettre la question.
10 Possiblement, la façon, évidemment, on connaît les
11 clients, mais parlons avec le client X, le client Y,
12 et caetera, mais de connaître la caractérisation du
13 marché sur les interconnexions ou des réservations
14 actuelles à long terme sur les interconnexions, leur
15 proportion par rapport au total ou autres, c'est des
16 informations nécessaires pour apprécier la
17 proposition qui est sur la table. Donc, la Régie
18 permet la ligne de questions.
19 Et ce n'est pas une question de
20 personnaliser les utilisateurs, mais de caractériser
21 au global sur le système qu'est-ce qu'il en est,
22 puis les implications que ça aura pour les
23 utilisateurs du réseau en général.
24 Donc la Régie est intéressée à connaître
25 l'information.

49 (Pages 190 to 193)

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE, DU 26 OCTOBRE 2010

VOLUME 6

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 AUDIENCE 26 OCTOBRE 2010 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE: Me ERIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS: Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureur de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureur de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureur de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIÉPY, procureur de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) Me HELENE SICARD, procureur de Union des consommateurs (UC) Me STEVE CADRIN, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	1 PANEL 8 2 MARIE-CLAUDE LALANDE 3 SYLVAIN CLERMONT 4 Interrogé par Me Eric Dunberry 91 5 Contre-interrogés par Me Paule Hamelin 93 6 Contre-interrogés par Me Geneviève Paquet 97 7 Contre-interrogés par Me Annie Gariépy 104 8 PANEL 9 9 SYLVAIN CLERMONT 10 Interrogé par Me Marie-Christine Hivon 114 11 Contre-interrogé par Me André Turmel 125 12 Contre-interrogé par Me Geneviève Paquet ... 154 13 Contre-interrogé par Me Paule Hamelin 170 14 Contre-interrogé par Me Denis Falardeau 177 15 Contre-interrogé par Me Jean-François Ouimette 180 16 Contre-interrogé par le Président 185 17 18 AUDIENCE CONTINUÉE LE 27 OCTOBRE 2010 A 9 H 00 19 20 ----- 21 22 23 24 25
Page 3	Page 5
1 TABLE DES MATIERES 2 Page 3 4 LISTE DES PIECES 5 DÉCISION CONCERNANT L'OBJECTION 6 DU TRANSPORTEUR A LA PREUVE DE 7 MONSIEUR ROACH, TÉMOIN DE EBMI 6 8 PANEL 6 9 MARIE-CLAUDE LALANDE 10 SYLVAIN CLERMONT 11 Contre-interrogés par Me Annie Gariépy 11 12 Contre-interrogés par Me Hélène Sicard 47 13 Contre-interrogés par Me Jean-François Ouimette . 55 14 Contre-interrogés par Mme Lucie Gervais 63 15 PANEL 7 16 SYLVAIN CLERMONT 17 Interrogé par Me Eric Dunberry 67 18 Contre-interrogé par Me Paule Hamelin 70 19 Contre-interrogé par Me Denis Falardeau 84 20 Contre-interrogé par le Président 87 21 Réinterrogé par Me Eric Dunberry 89 22 23 24 25	1 LISTE DES PIECES 2 3 Page 4 5 C-3-63: Staff Report on Capacity 6 Management. 54 7 B-166 (HQT-39): 8 Présentation PowerPoint - thème 9 9. 124 10 11 ----- 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25

Page 6 1 EN L'AN DEUX MILLE DIX (2010), ce vingt-sixième 2 (26e) jour du mois d'octobre, 3 4 LA GREFFIERE : 5 Veuillez prendre place, s'il vous plaît. 6 LE PRÉSIDENT : 7 Bonjour à toutes et à tous, reprise de l'audience. 8 Madame Guilhermond, pour le protocole d'ouverture. 9 LA GREFFIERE : 10 Protocole d'ouverture, audience du 26 octobre 2010, 11 dossier R-3669-2008 - Phase 2, demande relative à la 12 modification des Tarifs et conditions des services 13 de transport d'Hydro-Québec à compter du 1er janvier 14 2009. Poursuite de l'audience. 15 LE PRÉSIDENT : 16 Alors, dans un premier temps, la Régie va rendre sa 17 décision concernant l'objection du Transporteur à la 18 preuve de monsieur Roach, témoin de Énergie 19 Brookfield Marketing, EBMI. 20 La Régie, après avoir considéré l'ensemble 21 des arguments soumis par les parties et les 22 participants au présent dossier, décide de ce qui 23 suit: 24 Dans le présent dossier de nature 25 tarifaire, la Régie est saisie d'une proposition du	Page 8 1 donne sur les propositions au dossier. 2 Donc, dans le présent dossier, la Régie 3 entendra l'ensemble de la preuve dans une 4 perspective de rendre une décision de nature 5 tarifaire sur les textes des Tarifs et conditions 6 pour le futur et non dans une perspective de statuer 7 de quelque manière sur tout litige portant sur 8 l'application ou l'interprétation du texte existant 9 des Tarifs et conditions relativement à une 10 situation particulière qui s'est produite dans le 11 passé ou qui est en cours. Ce qui est traité dans 12 le cadre du dossier des plaintes. 13 Dans ce contexte, la Régie entendra la 14 preuve de monsieur Roach, sous réserve des passages 15 suivants qui devront être retranchés: 16 Le paragraphe 23, à partir de la preuve de 17 monsieur Roach, à partir du mot « specifically » 18 jusqu'à la fin du paragraphe; 19 Le paragraphe 41, les trois premières 20 lignes jusqu'à « for that reason » inclusivement; 21 Le paragraphe 43, 2e alinéa, commençant 22 pas « By denying EBMI » jusqu'à « standard OATT » 23 inclusivement; 24 Le paragraphe 63 au complet; 25 Le paragraphe 64 au complet.
Page 7 1 Transporteur visant l'adoption d'un appendice C-1, 2 concernant le thème de l'uniformité et la 3 transparence pour le calcul de la capacité de 4 transfert disponible. 5 Cette proposition a été amendée le 23 juin 6 2010. Ces amendements portaient notamment sur la 7 coordination des ATC avec les réseaux voisins. 8 Par ailleurs, dans la décision D-2009-08, 9 la Régie avait précisé qu'elle entendait examiner 10 l'impact des propositions sur le régime 11 réglementaire et la clientèle du Transporteur. 12 Au présent dossier, la Régie veut 13 permettre aux intervenants de présenter une preuve 14 quant aux impacts des mesures proposées et au 15 besoin, quant aux mesures connexes qui leur 16 paraissent nécessaires pour l'examen de la 17 proposition sous étude. 18 La Régie constate que le rapport de 19 monsieur Roach comporte plusieurs paragraphes 20 faisant référence au dossier des plaintes de EBMI 21 présentement en délibéré par une autre formation de 22 la Régie. La Régie considérera les références au 23 dossier des plaintes comme des éléments de contexte 24 dans le cadre de l'audition du témoignage de 25 l'expert sur les modifications ou les opinions qu'il	Page 9 1 Donc, compte tenu de cette décision, le 2 Transporteur pourra informer la Régie de la façon 3 dont il entend répondre à la preuve de monsieur 4 Roach dans le cadre de la présente audience et du 5 moment auquel pourra se poursuivre l'audition du 6 panel numéro 2, lequel inclut la présence de 7 monsieur Hanser. 8 Ceci complète la décision de la Régie sur 9 l'objection. 10 Alors, en complément maintenant pour la 11 reprise de l'audience, le Transporteur devait 12 vérifier la disponibilité de monsieur Orans pour la 13 suite de ce panel. Et par la suite normalement, 14 nous continuons l'audition du panel. 15 Me ÉRIC DUNBERRY : 16 Alors, bon matin, Monsieur le Président, Madame, 17 Monsieur les régisseurs. Nous avons eu des échanges 18 avec monsieur Orans qui nous a confirmé ce qu'il 19 nous avait déjà dit, c'est-à-dire que 20 malheureusement, il ne pourra pas être avec nous la 21 semaine prochaine. La semaine prochaine, cette 22 semaine, je voulais dire. Il est à l'extérieur, en 23 fait, par affaires et ne pourra revenir dans les 24 délais compte tenu du fait que la Californie, ce 25 n'est pas à quelques minutes.

Page 10	Page 12
1 Donc, tout cela pour dire que nous devons 2 aborder le thème 4 à une autre date, qui pourra être 3 convenue évidemment avec la Régie après avoir 4 entendu les différents intervenants. 5 En ce qui a trait à la question qui 6 découle de la décision qui a été rendue ce matin, 7 nous communiquerons avec monsieur Hanser et j'aurai 8 des discussions avec les gens de TransÉnergie et on 9 pourra vous faire savoir quelle est la position pour 10 la suite des choses quant à ce thème 2 également. 11 Merci. 12 Alors, effectivement, nous sommes disposés 13 ce matin, Monsieur le Président, à reprendre. Nous 14 en étions avec le contre-interrogatoire du thème 6. 15 Alors, le panel pourra se rendre disponible pour la 16 suite ce matin. 17 LE PRÉSIDENT : 18 Très bien. Comme autre information, question 19 d'intendance, la Régie a été informée que l'équipe 20 de traducteurs, de traduction simultanée ne sera pas 21 disponible ce jeudi de cette semaine. Donc, si 22 l'audience se poursuit cette journée-là, ce qui est 23 prévu, il faudrait que ce soit sur des sujets qui 24 m'exigent pas la traduction simultanée. Il y a des 25 problèmes techniques qui empêchent la disponibilité	1 Transporteur considère 2 que le prix plafond de 3 l'article 23.1 des 4 Tarifs et conditions 5 en vigueur n'est plus 6 juste et 7 raisonnable? » 8 le Transporteur a offert la réponse: 9 « Sa détermination 10 relève de la 11 compétence de la Régie 12 qui fixe et modifie 13 les Tarifs et 14 conditions auxquels 15 l'électricité est 16 transportée. » 17 Je conviens avec vous que la détermination, le 18 jugement relève de la Régie. Par contre, il s'agit 19 bien de la preuve du Transporteur. Donc, je 20 voudrais vous questionner un petit peu sur vos 21 motivations. 22 Q.1 Est-ce que vous pouvez me dire si votre 23 preuve est à l'effet que le prix plafond 24 contenu à l'article 23.1 des Tarifs et 25 conditions n'est plus juste et
Page 11	Page 13
1 des personnes en cause. Donc, il faudra en tenir 2 compte dans le déroulement de l'audience pour 3 l'audition des panels. Alors, Maître Gariépy. 4 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANNIE GARIÉPY, 5 pour le Regroupement National des Conseils Régionaux 6 de l'Environnement du Québec (RNCREQ) : 7 Annie Gariépy, pour le RNCREQ. Bonjour, Monsieur le 8 Président, Monsieur, Madame les régisseurs. Bonjour 9 au panel. Si vous ne m'entendez pas bien, vous me 10 le direz, je prendrai une autre pastille et on 11 poursuivra. 12 Ce matin, je voudrais vous entretenir sur 13 le prix de revente des cessions de capacité, la 14 reprise du thème 6. Dans un premier temps, je vais 15 vous référer à la pièce HQT-8, document 6, qui se 16 trouve à être vos réponses au DDR du RNCREQ et UC. 17 A la question-réponse 4.1, qui se trouve 18 en page 8. Vous avez trouvé, d'accord. Il y avait 19 en préambule une citation où la FERC constatait que 20 le prix plafond imposé par le biais de l'ordonnance 21 888 pour la revente de capacités de transport de 22 point à point par les clients du service de 23 transport n'est plus juste et raisonnable. A notre 24 question: 25 « Est-ce que le	1 raisonnable. 2 Mme MARIE-CLAUDE LALANDE : 3 R. Mais je vais vous référer à la réponse 4 qu'on a donnée. Vous me répétez la 5 question 4.1. 6 Q.2 Non, je ne vous répète pas la question, je 7 veux savoir si le Transporteur, qui est 8 demandeur dans ce dossier, qui a présenté 9 une preuve, je veux savoir si c'est sa 10 position que le prix plafond n'est plus 11 juste et raisonnable. Est-ce que c'est ce 12 qui est à l'effet dans votre preuve? 13 R. Moi, je pense que ce que je vous 14 répondrais peut-être en complément 15 d'information de ce qui était indiqué 16 comme réponse à 4.1, c'est que quand on 17 prend les modifications qui sont apportées 18 à 890, à certaines dispositions, on les 19 analyse puis on détermine si c'est juste 20 et raisonnable, si c'est dans l'intérêt 21 des usagers du Québec. Puis on décide si 22 on les adopte ou pas ou si on les ajuste 23 au contexte québécois. 24 Dans ce cas-ci, on a jugé que 25 l'ouverture ou l'élimination du prix

Page 14

1 plafond, pour une période de deux ans,
2 était juste et raisonnable et dans
3 l'intérêt des usagers.
4 Q.3 Donc, si je paraphrase ce que vous venez
5 de me dire, le Transporteur a pris la
6 position d'envisager une étude qu'elle
7 estime juste et raisonnable, mais ne s'est
8 pas positionné sur le prix plafond comme
9 tel, vous n'avez pas déterminé que le prix
10 était injuste et déraisonnable, le prix
11 plafond?
12 R. Ce n'est pas l'exercice auquel on se
13 portait. On se portait, on constate qu'il
14 n'y avait pas de clients au niveau des
15 activités de vente et de cession. On a
16 remarqué qu'est-ce qui avait été fait aux
17 États-Unis. Et la recrudescence dans ce
18 secteur-là a été remarquable. Donc, on
19 trouvait juste et raisonnable, dans
20 l'intérêt des usagers québécois, de
21 proposer cette modification-là qui, encore
22 une fois, est pour une période d'essai de
23 deux ans. Au bout de laquelle, la Régie
24 pourra revoir l'ensemble de la situation.
25 Q.4 Je vous remercie. Je vous amène

Page 15

1 maintenant à la question 4.2, où on vous
2 demandait:
3 « Est-ce que le
4 Transporteur considère
5 que le prix plafond
6 n'a pas donné lieu à
7 un marché secondaire
8 suffisamment actif? »
9 Est-ce à dire que vous répondiez que
10 depuis l'ouverture du réseau de transport,
11 vous n'étiez au fait d'aucune revente à un
12 tiers de services de transport fournis par
13 le Transporteur. C'est exact?
14 R. C'est exact.
15 Q.5 D'accord. Ça n'a pas changé?
16 R. Non, pas à ma connaissance.
17 Q.6 Merci.
18 M. SYLVAIN CLERMONT :
19 R. Bien, c'est-à-dire, il y a eu des cessions
20 purement administratives, genre une entité
21 qui change de nom ou qui cède ses droits
22 à une autre entité. Mais je pense que ce
23 n'est pas de ça dont on parle. Je pense
24 que ce n'est pas à ça que vous faites
25 référence. Mais strictement parlant,

Page 16

1 c'est une cession. Mais les quelques
2 rares cas ont été vraiment administratifs.
3 Q.7 Vous voulez dire que ça a été cédé parce
4 qu'il y avait changement de dénomination?
5 R. Oui.
6 Q.8 O.K., d'accord. Je vous remercie. Donc,
7 est-ce que, à la connaissance du
8 Transporteur, est-ce qu'il n'existe aucun
9 marché secondaire actif, est-ce qu'il
10 existe un marché secondaire actif?
11 Mme MARIE-CLAUDE LALANDE :
12 R. On n'a pas de clients, outre ce que
13 monsieur Clermont vient de vous dire, il
14 n'y a pas de marché de vente et de cession
15 de capacité. Il n'y a pas de clients à
16 l'heure actuelle. Et on pense, comme aux
17 États-Unis que, en éliminant le prix
18 plafond, on pourrait avoir un intérêt de
19 la part des usagers.
20 Q.9 Est-ce que je peux interpréter la réponse
21 que vous venez de me donner comme étant la
22 motivation du Transporteur de retirer le
23 prix plafond pour créer un marché
24 secondaire?
25 R. Je vais vous référer à la présentation que

Page 17

1 j'ai faite la semaine dernière, qui
2 expliquait les motivations qui avaient
3 amené le Transporteur à proposer ces
4 modifications-là. On a dit ça peut
5 optimiser les capacités de transport
6 disponibles et ça peut stimuler
7 l'utilisation du réseau.
8 Je n'offre pas de garantie, on dit
9 que c'est ça que ça peut amener. Ça va
10 favoriser, ça peut favoriser le
11 développement, ça mitige les risques des
12 acheteurs, optimise les capacités, stimule
13 l'utilisation du réseau. C'est les
14 objectifs qu'on avait en tête.
15 Q.10 C'est parfait. Donc, vous avez présenté
16 votre présentation de vendredi, on va
17 rester avec ce document-là. Vous nous
18 avez dit que la période d'essai pour
19 retirer le plafond de prix de cession de
20 capacité de transport, les transactions du
21 marché secondaire étaient passées de, aux
22 États-Unis, de 200 à 32 000, je pense que
23 c'est ça que vous aviez fait état dans
24 votre présentation?
25 R. C'est exact.

5 (Pages 14 to 17)

Page 18	Page 20
1 Q.11 C'est exact. Pour les fins, je vous 2 soumetts que c'est peut-être 35 000. Je 3 vous amène... je vais commencer par vous 4 demander où vous avez pris cette 5 information qui vous a permis de dire ça 6 en présentation? 7 R. Dans l'ordonnance 739, je crois que c'est 8 au paragraphe, je vais vous dire de 9 mémoire là, le paragraphe 30: 10 « The number of 11 reassignments grew 12 from just over 200 in 13 2007 to almost 32,000 14 in 2009. » 15 Q.12 D'accord. Ça m'avait échappé. Pour ma 16 part, j'ai retrouvé l'information dans le 17 Staff Report qui a servi à la création de 18 l'ordonnance 739. Pour fins de 19 consultation, puisque c'est un document 20 qui a permis à la constitution de 21 l'ordonnance, je vous en dépose une copie 22 pour que vous puissiez la consulter. 23 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 24 Monsieur le Président, on va juste peut-être prendre 25 connaissance de ce nouveau document, avant qu'il	1 page 3, tout de suite sous le chapitre 1, 2 on a une référence à cet aspect-là. C'est 3 pour ça que je vous dis que moi, j'étais 4 sous l'impression qu'on avait 35 000. 5 R. Dans le même paragraphe, si vous continuez 6 quelques lignes plus bas, la référence est 7 indiquée. 8 Q.14 Tout à fait. Juste un instant. Je 9 voudrais juste vous demander de lire les 10 conclusions du Staff Report, qui ont été 11 reportées dans l'ordonnance 739, puis je 12 voudrais, au paragraphe 2 de la 13 conclusion, l'équipe de la FERC dit: 14 « However, it 15 doesn't... » 16 Je vais vous laisser le temps de lire là 17 un petit peu la conclusion. 18 9H32 19 Donc, au paragraphe 2, on parle, le Staff 20 Report fait référence au marché secondaire 21 et à la quantité de transactions qui a 22 augmenté, passant de 200 à 35 000 23 transactions au cours des deux années de 24 l'expérience. Puis ils disent: 25 « However, it does not
Page 19	Page 21
1 soit officiellement déposé et coté et présenté au 2 témoin également. 3 LE PRÉSIDENT : 4 Et il y a énormément de pages. Est-ce que vous avez 5 un passage en particulier à référer? 6 Me ANNIE GARIÉPY : 7 Oui, je vais vous référer à chaque passage. C'est 8 parce que c'est le document qui a servi à la FERC, 9 qui a permis à la FERC de créer l'ordonnance 739. 10 Donc, toutes les informations factuelles sont dans 11 ce Staff Report. 12 Et d'ailleurs, la FERC le cite, je vous 13 dis ça tout de suite, dès sa première référence, 14 dans le texte de l'ordonnance 739, c'est la première 15 référence au document. 16 Q.13 Je ne vais pas vous demander de 17 l'analyser, je veux juste qu'on lise des 18 passages ensemble puis que vous me donniez 19 votre interprétation du Transporteur. Ce 20 sont de courtes phrases. 21 Tout à l'heure, je vous disais que je 22 vous soumettais que c'était 35 000 23 transactions. Je vais vous faire tout de 24 suite la référence pour qu'on puisse bien 25 se comprendre. Dans le Staff Report, à la	1 appear that the 2 removal of the price 3 cap was primarily 4 responsible for the 5 observed growth of the 6 secondary market. » 7 Si je paraphrase cependant il n'apparaît pas que le 8 retrait du prix plafond fut le premier responsable 9 de la croissance observée dans le marché secondaire. 10 Si on va un petit peu plus loin au 11 paragraphe 5 : 12 « It is not certain 13 whether the removal of 14 the price cap was 15 primary driver of the 16 growth of the 17 secondary market. » 18 Ils disent: 19 « However, based on 20 the study period data, 21 the removal of the cap 22 does not seem to be 23 causing problem. 24 During the study 25 period, it appears

Page 22	Page 24
1 that resellers use the 2 secondary market 3 mainly to derive value 4 from unneeded 5 capacity. » 6 Sur la base des conclusions que la FERC 7 tient dans son rapport d'analyste, est-ce 8 que le Transporteur juge toujours 9 indispensable de retirer le prix plafond 10 dans la mesure où la FERC, malgré sa 11 décision de retirer le prix plafond 12 considère que ce n'est pas la situation 13 qui a amené l'augmentation du marché 14 secondaire. 15 R. Bien, premièrement, là, juste pour vous 16 indiquer que je n'ai pas lu la totalité du 17 document, vous me référez aux conclusions. 18 Je référerais davantage à la décision 739 19 quand je faisais mes commentaires. 20 Je ne sais pas si ce passage-là se 21 retrouve dans la décision. Si vous pouvez 22 me référer dans la décision, dans 23 l'ordonnance comme tel, vous pourrez le 24 revoir. 25 Par ailleurs, je pense que vous	1 vous ai dit, je pense, d'entrée de jeu que 2 l'analyse qu'on a faite, on a regardé les 3 modifications de 890, on a déterminé si 4 c'était juste et raisonnable et l'intérêt 5 pour les utilisateurs, les usagers puis on 6 a jugé que ça l'était. 7 Puis encore une fois, s'il y a un 8 caveat à mettre là-dessus, au bout de deux 9 ans dans la période d'essai, la Régie 10 pourra revoir la situation. 11 Q.16 Parfait. Juste une précision, dans votre 12 présentation, bon, vous avez convenu que 13 la période expérimentale de la FERC était 14 terminée puis je veux juste être certaine 15 de la date que vous avez proposée: 16 « Le Transporteur 17 propose d'établir sa 18 période d'essai 19 jusqu'en octobre? » 20 R. 2012. 21 Q.17 2012. 22 R. Une période de deux ans, équivalente à 23 celle qu'il y avait aux États-Unis. 24 Q.18 O.K. D'accord. Puis, dans le contexte 25 québécois, le Transporteur est confiant
Page 23	Page 25
1 l'avez bien indiqué, dans le passage, le 2 dernier passage on dit que: 3 « Based on the study 4 period data, the 5 removal of the cap 6 doesn't seem to be 7 causing problems. » 8 Donc, on a identifié que ça ne causait pas 9 de problème. Ça peut être un élément qui 10 a fait en sorte que ça a stimulé le nombre 11 de transactions. Il peut y avoir d'autres 12 éléments qui ont stimulé aux États-Unis 13 et, là, on parle vraiment du marché aux 14 États-Unis. Il y a peut-être d'autres 15 éléments aux États-Unis qui ont favorisé 16 l'accroissement ou la recrudescence de 17 transactions de cessions et de reventes 18 aux États-Unis. 19 Q.15 D'accord. Je comprends ici que c'est 20 écrit que ça ne cause pas de problème puis 21 ce n'est pas ça qu'on remet en question. 22 Je veux uniquement savoir si, de l'avis du 23 transporteur, ça demeure indispensable de 24 retirer le prix plafond? 25 R. Je reprends l'analyse qu'on a faite. Je	1 que c'est une période qui va être réaliste 2 pour tirer des conclusions? 3 R. On pense que la période qui avait été mise 4 de l'avant aux États-Unis pourrait être 5 une période d'essai juste dans le contexte 6 québécois. 7 Q.19 D'accord. Je vais vous référer aux notes 8 sténo du 21 octobre à la page 77 où 9 monsieur Rose... où monsieur Rose nous 10 entretenait sur les particularités des 11 réseaux, de la différence entre le 12 contexte québécois puis le contexte 13 américain et il nous disait: 14 « So we don't have to 15 file and do line by 16 line compliance with 17 U.S. law with respect 18 to this issue. » 19 Mais il l'a répété plusieurs fois dans son 20 témoignage et ce que j'aimerais vous 21 entendre dire, c'est est-ce que le 22 Transporteur endosse la position de son 23 expert Rose à l'effet que les deux régimes 24 sont différents et que la mise à niveau... 25 la mise à niveau n'a pas d'importance au

Page 26

1 niveau de la traduction ou de
2 l'incorporation ligne par ligne des
3 dispositions de la FERC?

4 Pouvez-vous m'expliquer quelles
5 seraient les motivations du Transporteur
6 de mettre en place une période d'essai de
7 déplaçonnement dans la perspective où le
8 Transporteur endosse la position de Rose
9 qu'on n'a pas à importer directement les
10 dispositions de la FERC?

11 R. Je pense que je vais revenir sur une ligne
12 que j'ai mentionnée auparavant. Lorsque
13 l'ordonnance 890 a été émise, pour chacune
14 des modifications, on a fait une analyse
15 des modifications proposées puis on a
16 déterminé si ces modifications-là étaient
17 justes et raisonnables et dans l'intérêt
18 des usagers, dans le contexte québécois.

19 Dans le cas de... et ce n'est pas le
20 cas de toutes les dispositions, il y a des
21 attestations qui sont faites. Dans ce
22 cas-ci, on a jugé que les modifications
23 proposées étaient justes et raisonnables
24 puis qu'elles s'appliquaient donc au
25 contexte québécois.

Page 28

1 de contrôle » dans votre présentation, je
2 veux savoir exactement à quel terme vous
3 faites référence en anglais pour être
4 certaines qu'on se comprend bien?

5 R. Mais il y avait deux types de... laissez-
6 moi juste prendre connaissance des
7 passages de l'ordonnance 739 pour être
8 certaine que...

9 Q.23 Sans problème.

10 R. ... on se comprend sur la traduction. Je
11 pense que le passage qui est pertinent
12 dans l'ordonnance, c'est le passage du
13 paragraphe 31 de l'ordonnance 739 où il
14 est question de market power.

15 Q.24 Donc, je veux juste bien être certaine,
16 quand vous me parlez de position de
17 contrôle, on peut entendre market power.
18 On parle de la même chose?

19 R. Ce n'est pas... comment je pourrais dire,
20 ce n'est pas limitatif mais c'est
21 certainement... c'est inclus dedans.

22 Q.25 Parfait. Donc, vous m'avez dit paragraphe
23 31 dans l'ordonnance?

24 J'aimerais continuer à traiter de la
25 notion de market power ou des

Page 27

1 Q.20 Est-ce que le Transporteur est d'avis que
2 les dispositions proposées sont adaptées
3 au contexte québécois?

4 R. L'amendement qu'on propose est adapté au
5 contexte québécois.

6 Q.21 D'accord. Je vous remercie. Dans votre
7 présentation de vendredi, si je vous
8 réfère aux notes sténo, ça va peut-être
9 être plus facile pour qu'on se retrouve, à
10 la page 177 des notes sténo du 22, les
11 lignes 16 et suivantes, page 177, lignes
12 16 et suivantes. Vous nous avez entretenu
13 de l'éventualité ou de la possibilité des
14 positions de contrôle.

15 Pour ma compréhension, est-ce que par
16 position de contrôle vous entendez market
17 power?

18 R. Bien, si vous pouviez me référer dans
19 l'ordonnance 739, là, à quel passage vous
20 faites référence?

21 Q.22 Je vous réfère... c'est parce que je veux
22 savoir si dans votre présentation vous
23 faisiez référence à la notion anglaise de
24 market power ou si vous faisiez
25 référence... quand vous dites « position

Page 29

1 considérations que la FERC a eues
2 relativement au market power. Dans son
3 ordonnance 739 au paragraphe 27, à la page
4 17 de l'ordonnance, ma version en tout
5 cas. La FERC, dans le paragraphe 27, dit
6 que:

7 « La surveillance
8 réglementaire qu'elle
9 effectue sur le marché
10 permettra d'éviter que
11 le client de transport
12 exerce un market
13 power. »

14 J'aimerais que le Transporteur puisse
15 m'indiquer par quel moyen la Régie est-
16 elle en mesure d'effectuer une telle
17 surveillance réglementaire de l'avis du
18 Transporteur?

19 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :

20 Monsieur le Président, la question telle que
21 formulée, je pense, exige vraisemblablement une
22 opinion de la part des témoins sur le panel.

23 Là, je veux juste m'assurer qu'on n'est
24 pas en train de demander une opinion sur comment la
25 Régie pourrait exercer une vérification,

8 (Pages 26 to 29)

Page 30

Page 32

1 vérification qui elle requiert une expertise
2 possiblement sur ces questions-là.
3 Alors, je veux juste m'assurer qu'on
4 demeure ici d'un point de vue factuel et pratique et
5 qu'on ne verse pas dans l'opinion d'expert de la
6 part du panel de faits qui est présenté.
7 Me ANNIE GARIÉPY :
8 Monsieur le Président, ce n'est pas une question
9 d'opinion que je recherche. Je veux... le
10 Transporteur nous a présenté l'ordonnance 739 comme
11 étant un document de référence lui permettant ou le
12 confortant dans sa position de déplaçonner le prix
13 de cession.
14 Je cherche seulement à savoir si le
15 Transporteur est confortable avec les conclusions
16 que la FERC a tirées et qu'elles sont pour lui,
17 selon sa perspective, les équivalences dans le
18 contexte québécois. Donc, je ne m'attends pas à une
19 opinion de sa part. Je veux seulement qu'il me cite
20 quelle est la structure réglementaire qui permettra,
21 selon le Transporteur, de contenir les possibilités
22 de market power.
23 Me MARIE-CHRISTINE HIVON :
24 Écoutez, j'ai fait la remarque, je veux que les
25 témoins soient à l'aise de pouvoir répondre à cette

1 réglementaire?
2 R. Là, vous me réferez donc à une décision de
3 la FERC qui constatait, là, qui faisait
4 certains constats dans son environnement
5 américain.
6 Comme je vous ai dit, nous, ce qu'on
7 a regardé, c'est si les modifications,
8 puis encore là elles sont très... elle
9 sont peu nombreuses les modifications
10 qu'on propose. La vente et la revente ça
11 existe déjà. Il n'y a pas de...
12 présentement, il n'y a pas de client dans
13 ce marché-là, dans ce marché secondaire
14 là.
15 Donc, on pense que des éléments qu'on
16 a identifiés, puis je ne veux pas
17 reprendre la présentation, mais les
18 éléments que j'ai identifiés lors de ma
19 présentation, pourraient stimuler ce
20 marché-là.
21 Donc, là, vous me réferez à une
22 crainte qui était identifiée aux États-
23 Unis. Ça ne veut pas dire que cette
24 crainte-là est fondée au Québec. Je ne
25 veux pas nécessairement importer tout le

Page 31

Page 33

1 question-là dans la limite, s'il y a des limites à
2 poser.
3 Par ailleurs, je comprends de la façon
4 dont ma consœur a reformulé la question que le
5 panel a répondu déjà à plusieurs reprises, je crois,
6 sur les motivations et ce sur quoi il se fondait
7 pour proposer les modifications. On va voir
8 dépendamment de la réponse que pourra fournir le
9 témoin.
10 LE PRÉSIDENT :
11 Très bien. Donc, la Régie va permettre que le panel
12 réponde à la précision demandée par la procureure de
13 l'intervenante.
14 R. Vous m'excusez, mais je vais vous demander
15 de la reformuler, s'il vous plaît.
16 Me ANNIE GARIÉPY :
17 Q.26 Oui. Donc, la FERC affirme que la
18 surveillance réglementaire qu'elle
19 effectue sur le marché permettra d'éviter
20 que les clients de Transport exercent un
21 market power.
22 Pour le Transporteur, selon sa
23 preuve, quels sont les moyens que la Régie
24 est en mesure de faire ou d'appliquer pour
25 effectuer une telle surveillance

1 contexte américain dans le contexte
2 québécois. Je ne suis pas prête à faire
3 cette analogie-là.
4 Puis, encore une fois, bien, on
5 offre... on offre la capacité à tous les
6 clients, là. Je ne pense pas qu'il y ait
7 une question de ce côté-là.
8 9H48
9 Q.27 Ça, ça me va. La FERC, dans son
10 ordonnance 890 et 839 a effectué, bon, a
11 fait des changements dans 890, dans 839,
12 nous...
13 R. Quand vous dites 839, vous dites 739?
14 Q.28 739, pardonnez-moi.
15 R. O.K.
16 Q.29 Lapsus. Mais elle passe à travers tous
17 les critères l'ayant menée à sa décision
18 de déplaçonner son prix de cession de
19 capacité. Mon intérêt ici c'est de
20 comprendre si le Transporteur a envisagé
21 toutes ces figures de... toutes ces
22 raisons.
23 Je comprends que le Transporteur nous
24 dit que la mesure qu'il préconise ne pose
25 pas beaucoup de risques, que la mesure

Page 34

1 qu'il préconise pourrait développer un
2 marché secondaire. Ce qui m'intéresse
3 c'est de savoir si le Transporteur a
4 envisagé l'ensemble des problématiques
5 soulevées par les dispositions... par les
6 résultats de l'étude et ce qui est exposé
7 dans 739?

8 R. Je vais vous proposer la réponse suivante.
9 L'ordonnance 739 a été rendue après ou
10 presque à la fin de la période d'essai.
11 Donc, c'est les constats qu'ils font à la
12 fin.

13 Donc, évidemment, quand on a proposé
14 nos amendements en, je vais dire 2008,
15 2009 et suivants, quand on n'avait pas
16 l'ordonnance 739 devant nous. Alors, je
17 ne pense pas que je puisse dire que
18 l'ordonnance 739 a fait l'objet de
19 l'analyse. C'est davantage l'ordonnance
20 890 qui a fait l'objet de l'analyse pour
21 déterminer si les amendements étaient
22 justifiés.

23 Q.30 Oui, mais par contre, je comprends que
24 lors du début des audiences, la période
25 d'essai de la FERC était complétée puis le

Page 36

1 Sur la question, je pense que vous êtes allée
2 suffisamment loin. Les ordonnances sont là. Vous
3 allez avoir l'occasion d'en tirer la lecture qui
4 vous est propre.

5 Me ANNIE GARIÉPY :

6 C'est parfait.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Et une fois que ce sera fait, la Régie pourra
9 apprécier le tout.

10 Me ANNIE GARIÉPY :

11 Je vous remercie.

12 Q.33 Est-ce que le Transporteur... est-ce que
13 les revendeurs sur le marché secondaire,
14 est-ce que la possibilité qu'ils puissent
15 exercer un market power est une
16 éventualité qui inquiète le Transporteur?

17 R. Je ne pense pas que ce soit une
18 préoccupation étant donné, d'une part,
19 qu'on n'a pas de client présentement.

20 Et d'autre part, dans la lecture de
21 l'ordonnance 739, on constate qu'il n'y
22 a... bien que ça ait pu être une
23 préoccupation, à la lumière des résultats
24 qui ont... les résultats de la période
25 d'essai, ils n'ont pas noté une telle

Page 35

1 Transporteur demande toutefois qu'il y ait
2 une période d'essai qui soit importée dans
3 les Tarifs et conditions tout de même.
4 Donc, c'est tout de même valable.

5 R. Non mais c'est parce que votre question, à
6 la base, était de me demander si on avait
7 pris ça en compte quand on a déposé les
8 amendements. Alors, je ne peux pas
9 l'avoir pris en compte étant donné que les
10 amendements ont été déposés pour la
11 première fois, je vous le dis de mémoire,
12 juillet 2008.

13 Q.31 L'avez-vous pris en compte lorsque vous
14 avez reconduit les dispositions en
15 modifiant la période d'essai jusqu'à la
16 fin 2010 ou en la prolongeant jusqu'en
17 2012?

18 R. Bien, je pense que j'ai déjà répondu.
19 L'ordonnance a été rendue... quand on a
20 fait les dernières modifications, si je me
21 souviens, c'est juin 2010, l'ordonnance
22 est sortie en septembre 2010.

23 Q.32 Ça, je comprends, Madame Lalande, mais
24 vous avez reconduit...

25 LE PRÉSIDENT :

Page 37

1 chose.

2 Q.34 Merci. Je vous ramène aux demandes de
3 renseignements, aux réponses que vous avez
4 offertes aux demandes de renseignements, à
5 la question 4.5. On vous demandait:

6 « Est-ce que le
7 Transporteur a évalué
8 la possibilité ou la
9 probabilité qu'un
10 client de transport
11 puisse obtenir ou
12 exercer un contrôle
13 indu sur certains
14 chemins de transport,
15 si le prix plafond
16 était enlevé. »

17 Ma question, est-ce que de l'opinion ou
18 des connaissances du Transporteur, quelles
19 seraient les conséquences advenant qu'un
20 client de transport obtienne ou exerce un
21 contrôle indu sur certains chemins de
22 transport dans le contexte québécois?

23 R. Pouvez-vous répéter votre question?

24 Q.35 Oui, certainement. Quelles seraient les
25 conséquences advenant qu'un client de

10 (Pages 34 to 37)

Page 38	Page 40
1 transport obtienne ou exerce un contrôle 2 indu sur certains chemins de transport 3 dans le contexte québécois? Quelles 4 seraient les conséquences pour le 5 Transporteur? 6 R. Mais c'est hypothétique là dans le cas... 7 Q.36 Tout à fait. 8 R. C'est une question hypothétique. Je vais 9 vous donner la réponse suivante. Je ne 10 suis pas certaine que je saisis votre 11 question mais... si on stimule 12 l'utilisation du marché puis qu'on a une 13 plus grande utilisation de la capacité, je 14 pense que le Transporteur, s'il a des 15 clients, il va être satisfait, si les 16 cessions revente... dans la mesure où il 17 n'y a pas de... les résultats des États- 18 Unis ont démontré qu'on avait simplement 19 une plus grande utilisation des réseaux, 20 ce qui est souhaitable, puis que ça 21 permettait d'offrir des capacités à des 22 gens qui ne voudraient peut-être pas 23 nécessairement s'engager pour de longues 24 périodes de temps. 25 Je pense qu'il y a plus	1 Me ANNIE GARIÉPY : 2 D'accord. 3 LE PRÉSIDENT : 4 Q.42 Selon votre document déposé en preuve? En 5 référence, c'est-à-dire. 6 R. Oui. 7 Me ANNIE GARIÉPY : 8 Q.43 Donc, au paragraphe 810, la FERC s'estime 9 motivée dans la suppression du prix 10 plafond des cessions de capacité par sa 11 préoccupation concernant la congestion et 12 le niveau inadéquat d'investissement dans 13 le réseau de transport. Est-ce que c'est 14 votre lecture du paragraphe 810? 15 Mme MARIE-CLAUDE LALANDE : 16 R. Vous êtes à quelle ligne? 17 Q.44 Attendez-moi un instant. Le paragraphe 18 810 dit: 19 « Our decision to lift 20 the price caps for 21 capacity reassignments 22 by all transmission 23 customers is motivated 24 by growing concerns 25 regarding the decrease
Page 39	Page 41
1 d'utilisateurs puis on répond à une plus 2 grande demande. C'est seulement ça. 3 Q.37 C'est beau. Je vous réfère maintenant à 4 l'ordonnance 890 au paragraphe 810, à la 5 pièce HQT-5, document 1, c'est la page 6 473. 7 M. SYLVAIN CLERMONT : 8 R. Quel paragraphe? 9 Me ANNIE GARIÉPY : 10 Q.38 Paragraphe 810. 11 M. SYLVAIN CLERMONT : 12 R. 810. Moi, je ne l'ai pas à la même page 13 que vous mais juste pour être sûr, 810 14 commence par « Our decision to lift the 15 price caps »? 16 Me ANNIE GARIÉPY : 17 Q.39 Oui. 18 M. SYLVAIN CLERMONT : 19 R. O.K., on n'a juste pas la même page mais 20 on a le même paragraphe. 21 Me ANNIE GARIÉPY : 22 Q.40 On n'a peut-être plus la même version. 23 LE PRÉSIDENT : 24 Q.41 Vous avez la page 465? 25 R. Oui.	1 in transmission 2 investment and the 3 corresponding increase 4 of congestion 5 costs... » 6 R. Votre question était? 7 Q.45 Je veux savoir si c'est bien ce que 8 vous... on lit la même chose? 9 R. Votre lecture est à peu près précise sur 10 le paragraphe 810. 11 Q.46 On s'entend, c'est parfait. 12 LE PRÉSIDENT : 13 Écoutez, c'est l'article. 14 Me ANNIE GARIÉPY : 15 Excellent. 16 LE PRÉSIDENT : 17 Précisez la question suivante? 18 Me ANNIE GARIÉPY : 19 Non mais c'est parce que jusqu'à maintenant, je 20 n'étais pas certaine si on lisait la même chose. 21 Q.47 Par ailleurs, votre expert, monsieur Rose, 22 affirme que le réseau de transport de HQT 23 ne souffre ni de congestion ni d'un niveau 24 inadéquat d'investissement. Est-ce que le 25 Transporteur endosse la conclusion de

Page 42	Page 44
1 monsieur Rose? 2 R. Tout à fait. 3 Q.48 Pouvez-vous alors m'expliquer pourquoi le 4 Transporteur est déterminé à supprimer le 5 prix plafond en l'absence de congestion et 6 de sous-investissement dans le réseau? 7 M. SYLVAIN CLERMONT : 8 R. Je veux juste vous ramener un peu plus 9 loin dans le paragraphe 810: 10 « The Commission 11 believes it is 12 important to take 13 every opportunity to 14 explore more efficient 15 use of the grid by 16 i n d u s t r y 17 participants... » 18 Bon. Puis dans la présentation que madame 19 Lalande vous a faite, elle vous a expliqué 20 au début les objectifs. On croit que ça 21 pourrait avoir pour effet de stimuler 22 l'utilisation du réseau, d'optimiser 23 l'utilisation du réseau. 24 Alors, ce n'est pas... là, vous nous 25 citez un paragraphe, une phrase dans un	1 problème d'investissement et de congestion 2 sur notre réseau. 3 Q.51 Parfait. J'ai juste une question au 4 niveau de la compréhension. Vous affirmez 5 qu'il n'y a pas de congestion interne sur 6 le réseau mais est-ce qu'il peut y avoir 7 de la congestion aux interconnexions? 8 M. SYLVAIN CLERMONT : 9 R. Définissez congestion? 10 Q.52 Ah, je suis en fait... 11 R. Excusez, je ne veux pas faire de 12 sémantique mais c'est parce que... 13 définissez congestion dans le sens de 14 votre question, s'il vous plaît? 15 Q.53 Malheureusement, vous allez devoir prendre 16 la question telle qu'elle est. Je suis en 17 service télécommandé sur cette question. 18 R. La congestion a été définie je pense 19 dans... je n'ai pas la présentation de 20 monsieur Rose mais dans la présentation de 21 monsieur Rose, il y a une définition qui 22 est offerte de la congestion. 23 Alors, si on prend la définition qui 24 avait été offerte à la page 14 de la 25 présentation de monsieur Rose qui, je
Page 43	Page 45
1 paragraphe d'une brique de mille quelques 2 pages. 3 Je ne pense pas que la motivation du 4 Transporteur... la motivation du 5 Transporteur est celle qu'on vous a 6 présentée, pas nécessairement celle d'une 7 phrase parmi les mille quelques pages de 8 l'ordonnance. 9 Q.49 D'accord. 10 R. Le contexte pour lequel on l'a fait, 11 madame Lalande vous l'a expliqué puis il 12 était dans la présentation. 13 Q.50 A ce moment-là, je vais reformuler ma 14 question. Pouvez-vous confirmer que le 15 Transporteur n'a pas été motivé dans sa 16 proposition de suppression du prix plafond 17 par un problème de congestion ou d'un 18 niveau inadéquat d'investissement? 19 Pouvez-vous me confirmer que ça n'est pas 20 entré en ligne de compte dans votre 21 décision? 22 Mme MARIE-CLAUDE LALANDE : 23 R. Bien, je pense qu'on vous l'a dit, 24 l'expert vous l'a dit, c'est à de nombreux 25 endroits dans la preuve qu'il n'y a pas de	1 pense, est une définition qu'il disait qui 2 venait de Phil Hanser mais qui est une 3 définition généralement acceptée, qui 4 définit le... 5 « System congestion 6 when transmission 7 system operator must 8 dispatch generation 9 units out of the so- 10 called merit order. » 11 Donc, par ordre de prix. Il n'y a pas de 12 congestion aux interconnexions tel que 13 défini par ça. Donc, en exploitation, sur 14 les horizons d'exploitation, il n'y a pas 15 de congestion aux interconnexions. 16 Q.54 Merci beaucoup. Dernière question. A 17 l'ordonnance 739, paragraphe 26, au tout 18 début du paragraphe, la FERC dit: 19 « Moreover, removal of 20 the price cap will 21 promote... » 22 R. Excusez, pouvez-vous... 23 Mme MARIE-CLAUDE LALANDE : 24 R. Vous êtes à quel paragraphe? 25 Me ANNIE GARIÉPY :

Page 46	Page 48
1 Q.55 Pardon, 26, page 16. 2 R. O.K. 3 Q.56 « Moreover, removal of 4 the price cap will 5 promote the efficient 6 construction of new 7 capacity. » 8 Petite question, est-ce qu'on a besoin, 9 est-ce que le Transporteur a besoin du 10 retrait du prix plafond pour promouvoir la 11 construction efficiente de nouvelles 12 capacités dans le contexte québécois? 13 R. On vous a dit qu'il n'y avait pas de 14 congestion puis il n'y a pas de problème 15 d'investissement sur notre réseau. 16 Q.57 Donc, la réponse est non? 17 R. Bien, je pense que je vous l'ai dit 18 plusieurs fois à part ça là. 19 Q.58 Je vous remercie. 20 R. Merci. 21 Me ANNIE GARIÉPY : 22 Ça complète. 23 LE PRÉSIDENT : 24 Merci, Maître Gariépy. 25 Pour Stratégies énergétiques, est-ce qu'il	1 vous peut le revendre et faire un profit? 2 Que retirer le prix plafond finalement, le 3 but premier pour le client, c'est de 4 revendre et de faire un profit? 5 R. Bien, pas nécessairement mais ça peut être 6 une des conséquences. 7 Q.62 S'il revend au-delà du prix plafond? 8 R. Oui. 9 Q.63 Que le Transporteur ne bénéficie 10 aucunement du montant au-delà du tarif de 11 transport qui pourrait être payé par un 12 autre client à un de vos clients pour 13 acheter cette capacité-là? 14 R. C'est vrai. 15 Q.64 Vous nous avez dit tout à l'heure, en 16 réponse à la question de maître Gariépy, 17 que vous avez regardé pour prendre votre 18 décision et faire votre proposition à la 19 Régie, l'ordonnance 890, que vous l'avez 20 analysée. 21 Maintenant, quelle analyse avez-vous 22 faite du marché québécois directement pour 23 voir en quoi cette proposition-là pouvait 24 bénéficier au Québec? Par exemple, avez- 25 vous demandé à des clients s'ils seraient
Page 47	Page 49
1 y a des questions? 2 Me DOMINIQUE NEUMAN : 3 Pas de questions. 4 LE PRÉSIDENT : 5 Pas de questions. 6 10H32 7 LE PRÉSIDENT : 8 Union des consommateurs, Maître Sicard? 9 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me HÉLENE SICARD, 10 pour l'Union des consommateurs : 11 Hélène Sicard pour l'Union des consommateurs, je 12 vais être brève. 13 Q.59 Bonjour, Madame. 14 R. Bonjour. 15 Q.60 Etes-vous d'accord avec moi que le marché 16 québécois puis le marché américain sont 17 des marchés très différents? Par exemple, 18 j'ai beaucoup plus de joueurs sur le 19 marché américain que j'en ai sur le marché 20 québécois? Et par joueurs, j'entends tant 21 producteurs, transporteurs, que clients. 22 R. Oui. 23 Q.61 Est-ce que, si je comprends bien, retirer 24 le prix plafond ça signifie que quelqu'un 25 qui détient une quantité de transport avec	1 prêts à acheter des quantités au-delà du 2 prix de transport affiché? 3 R. Je vous ferai remarquer que la cession et 4 la revente sont des dispositions qui sont 5 présentes à nos tarifs depuis plusieurs 6 années. Il n'y a pas eu d'utilisation de 7 ce service secondaire là. 8 Donc, à nos lectures, non, il n'y a 9 pas eu de consultation auprès des clients; 10 ce n'est pas une de nos obligations. Mais 11 à la lumière de ce qui a été constaté aux 12 États-Unis puis avec les possibilités que 13 ça puisse mousser cette offre-là au 14 Québec, encore une fois pour une période 15 d'essai, on a jugé que c'était juste et 16 raisonnable et que ça pouvait être dans 17 l'intérêt des usagers. 18 Q.65 Mais si je comprends bien, la seule 19 différence avec ce qui se passe 20 aujourd'hui au Québec où vous n'avez pas 21 de marché, ce serait que des capacités qui 22 sont présentement détenues par des clients 23 pourraient être revendues pour un prix 24 encore plus élevé et vous comptez que des 25 clients achèteraient à ce moment-là ces

Page 50	Page 52
1 capacités offertes? 2 R. Je ne sais pas si le prix va être plus 3 élevé. Ce qui va arriver c'est qu'il va y 4 avoir des négociations, il n'y a 5 personne... il reste encore des capacités 6 sur le réseau, les capacités qui pourront 7 être vendues par les clients qui 8 l'utilisent présentement pourront faire 9 l'objet d'une négociation. 10 Et ce sera à celui qui donne la plus 11 grande valeur, qui donne cette valeur-là, 12 qui fera l'offre aux revendeurs 13 potentiels. Mais il n'y a personne qui se 14 fait tordre de bras. 15 Le marché primaire est toujours 16 disponible. Il y a toujours des ajouts 17 qui sont possibles aussi sur le réseau. 18 Et dans ces paramètres-là, on juge que 19 c'est juste et raisonnable et dans 20 l'intérêt des usagers. 21 Q.66 Mais vous n'avez pas vérifié avec vos 22 usagers l'intérêt qu'ils avaient pour 23 cette proposition-là? 24 R. Il n'y a pas eu de consultation de 25 clients.	1 clients qui veulent céder d'afficher avant 2 de procéder à une vente de gré à gré ou de 3 façon à justement aider peut-être à faire 4 monter les prix? 5 R. On a déjà répondu à ça. 6 Q.70 Je suis à la page 7 de 19. 7 R. Dans le cadre de l'analyse, ce qu'on 8 analysait, Maître Sicard, c'étaient les 9 propositions qui avaient été mises de 10 l'avant par 890 et on les jugeait justes 11 et raisonnables puis on n'a pas considéré 12 l'obligation de l'afficher sur des 13 capacités disponibles comme une avenue qui 14 était requise. 15 Q.71 Pensez-vous que ce serait... tant qu'à 16 modifier nos conditions de service à 17 l'heure actuelle, pensez-vous que ce 18 serait une avenue intéressante pour le 19 Québec? 20 R. Ça ne faisait pas l'objet de l'étude qu'on 21 a faite. Et la proposition qu'on a devant 22 nous, c'est celle qu'on a transmise. 23 Q.72 O.K. Donc, je dois comprendre que vous 24 avez uniquement basé les modifications, 25 les propositions de modifications que vous
Page 51	Page 53
1 Q.67 Maintenant, si je vais à l'article 23.3, 2 l'Union des consommateurs vous a posé, par 3 rapport à cet article, des demandes de 4 renseignements, et les demandes et les 5 réponses sont à HQT-8, document 8, page 7 6 de 19. 7 R. A quelle question vous faites référence? 8 Q.68 C'est en complément de la question et 9 réponse 4.1 où vous nous répondez qu'un 10 revendeur n'a pas à afficher les capacités 11 qu'il veut revendre sur OASIS; il peut 12 procéder par tout moyen, il peut procéder 13 de gré à gré, c'est ce que j'ai compris de 14 d'autres réponses à d'autres intervenants. 15 C'est au moment où la transaction est de 16 fait effectuée qu'elle doit être affichée 17 sur OASIS, c'est bien ça? 18 R. Oui. 19 Q.69 Maintenant, considérant le système au 20 Québec et le peu de joueurs, avez-vous 21 étudié la possibilité d'obliger 22 l'affichage des compagnies d'une quantité 23 qu'on veut céder? C'est-à-dire qu'au lieu 24 d'afficher juste une fois que la 25 transaction est faite, d'obliger les	1 faites à la Régie aujourd'hui sur les 2 ordonnances de la FERQ? 3 R. Non. Ce qu'on a fait c'est qu'on a 4 regardé pour chacune des dispositions les 5 propositions puis on a déterminé si les 6 amendements qu'on proposait dans le 890 7 étaient justes et raisonnables dans le 8 contexte québécois. Et on ne voit pas de 9 problème d'abus potentiel de ce côté-là. 10 Q.73 Je vous remercie. 11 Me HELENE SICARD : 12 Merci. 13 LE PRÉSIDENT : 14 Merci, Maître Sicard. 15 Pour l'Union des municipalités du Québec? 16 Pas de questions. 17 Me ANNIE GARIÉPY : 18 Annie Gariépy pour le RNCREQ, question d'intendance. 19 Madame la greffière vient de me mentionner que 20 j'avais oublié de produire la pièce du Staff Report 21 sous la pièce C-3-63. 22 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 23 Monsieur le Président, il y a eu... pour les mêmes 24 raisons pour lesquelles il y a eu beaucoup de levées 25 de boucliers la semaine dernière relativement à

Page 54

1 l'ordonnance 739, je pense qu'il faudrait ici... on
2 va s'objecter à ce que le document soit déposé en
3 preuve. Si ce document-là est une jurisprudence ou
4 une autorité que l'intervenant voudra utiliser lors
5 de la plaidoirie, c'est une chose. Mais on ne veut
6 pas que ce soit déposé en preuve comme tel, comme il
7 aura été le cas pour l'ordonnance 739 la semaine
8 dernière.
9 Me ANNIE GARIÉPY :
10 Tout à fait, comme l'ordonnance 739, c'est une
11 autorité.
12 LE PRÉSIDENT :
13 Copie en référence, déposée en référence.
14 PIECE C-3-63 :
15 Staff Report on Capacity Management.
16 LE PRÉSIDENT :
17 Donc, nous allons prendre une pause de 20 minutes et
18 revenir par la suite pour les questions de la Régie.
19 Et par la suite, nous pourrions passer au panel
20 suivant.
21 SUSPENSION DE L'AUDIENCE
22 REPRISE DE L'AUDIENCE
23 LA GREFFIERE :
24 Veuillez prendre place, s'il vous plaît.
25 LE PRÉSIDENT :

Page 55

1 Alors, reprise de l'audience. Pour la Régie, maître
2 Ouimette.
3 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE
4 pour la Régie :
5 Merci, Monsieur le Président.
6 Q.74 Durant la pause, nous avons pu élaguer
7 plusieurs questions. Je pense que votre
8 témoignage ce matin a répondu à plusieurs
9 de nos interrogations.
10 Je vais aller directement à ce
11 moment-ci à votre présentation, à la page
12 4. Vous indiquez que le régime actuel n'a
13 pas permis le développement d'un marché
14 secondaire. Est-ce que, selon le
15 Transporteur, c'est l'existence du prix
16 plafond actuel qui est responsable de
17 cette situation?
18 R. On n'a pas fait d'analyse particulière sur
19 ça. Pas nécessairement non plus. Je
20 pense que ça peut être un élément qui va
21 le stimuler. C'est une des modifications
22 qu'on offre.
23 Q.75 C'est-à-dire que, selon vous, c'est une
24 des raisons qui explique le marché
25 secondaire qu'on pourrait qualifier pour

Page 56

1 le moment d'inexistant, mais est-ce qu'il
2 y a d'autres facteurs, selon vous, qui
3 pourraient expliquer cet état de fait là?
4 R. Pas nécessairement. Je ne suis pas
5 capable de vous dire s'il y a d'autres
6 éléments qui feraient, qui militeraient
7 pour supporter le fait qu'à l'heure
8 actuelle, il n'y en a pas d'autres.
9 L'objectif qui avait été mis de
10 l'avant, puis je ne veux pas revenir puis
11 répéter encore, mais c'était vraiment dans
12 le cadre... on semblait constater que
13 l'élimination du plafond avait permis donc
14 une stimulation de ce marché-là.
15 Par ailleurs, il peut y avoir
16 d'autres éléments qui vont... le marché
17 comme tel qui pourrait stimuler l'intérêt
18 des revendeurs et des cessionnaires
19 potentiels.
20 Ça pourrait être leur situation
21 particulière à chacun des clients qui
22 change, qui va les porter à être
23 disponible ou à être disposé à faire de la
24 revente et de la cession, alors que ces
25 circonstances-là n'existaient pas dans les

Page 57

1 dernières années.
2 Q.76 Et est-ce que le Transporteur a des
3 attentes particulières au niveau des
4 résultats de la période expérimentale
5 comme, par exemple, au niveau du nombre de
6 transactions? On sait qu'aux États-Unis,
7 vous avez fait référence, je pense ce
8 matin et même vendredi dernier, il y a eu
9 une augmentation quand même significative
10 des transactions. Est-ce que le
11 Transporteur a un objectif à ce niveau-là?
12 R. Mais le Transporteur ne retire pas de
13 bénéfices pécuniaires de ça, il veut
14 simplement stimuler l'utilisation. Donc,
15 il n'y a pas de chiffre magique.
16 Je pense que si on peut stimuler
17 l'utilisation et permettre, optimiser les
18 capacités de transport disponibles, c'est
19 l'objectif qu'on a en tête. On n'a pas de
20 chiffre magique qui est si on atteint tel
21 chiffre, on aura réussi. Il n'y a pas
22 de...
23 Q.77 O.K. Donc, je comprends que pour le
24 Transporteur, je comprends qu'il n'y a
25 aucun bénéfice, mais je comprends

15 (Pages 54 to 57)

Page 58

1 également que votre objectif, c'est de
2 stimuler ce marché secondaire là, mais
3 vous n'avez pas en tête un nombre de
4 transactions en particulier. C'est ce que
5 je comprends de votre témoignage?
6 R. Non, il n'y a pas de chiffre magique.
7 Puis comme je vous dis, je pense qu'à la
8 lumière de la période d'essai, on
9 réévaluera.
10 Q.78 Je vais quand même vous poser la question,
11 je me doute un peu de la réponse. Mais
12 est-ce que vous avez réfléchi au résultat
13 qui pourrait permettre au Transporteur
14 éventuellement de conclure que le prix
15 plafond pourrait être levé de façon
16 permanente, est-ce que vous avez fait
17 cette réflexion-là ou plutôt la position
18 du Transporteur est d'attendre les
19 résultats avant de se prononcer?
20 R. Je vous dirais qu'on va attendre les
21 résultats puis on revisitera.
22 Q.79 Mais vous n'avez pas eu de discussions
23 chez le Transporteur à ce niveau-là, au
24 niveau des résultats attendus qui
25 pourraient vous amener à éventuellement

Page 60

1 également du client de la charge locale,
2 du distributeur?
3 R. Il pourrait y avoir des revenus
4 supplémentaires. Il y a des gens, sachant
5 maintenant que la revente est possible
6 avec une possibilité de profit, il y a
7 peut-être des gens qui vont, des gens, des
8 clients du service de transport point à
9 point, qui se lanceraient dans l'aventure.
10 Alors que présentement, ils sont plus
11 réservés par rapport à cette possibilité-
12 là.
13 Donc, si j'ai plus de clients qui
14 réservent de la capacité, c'est des
15 nouveaux revenus pour le Transporteur,
16 qu'il n'avait pas par ailleurs, avec la
17 possibilité donc pour ces clients-là de
18 revendre à profit.
19 C'est comme ça que je le vois puis
20 donc, avec l'optimisation de l'utilisation
21 de la capacité, la stimulation de
22 l'utilisation du réseau, tout ça fait en
23 sorte que, potentiellement, je pourrais
24 avoir une plus grande utilisation du
25 réseau de transport, des revenus

Page 59

1 recommander ou suggérer une levée du
2 plafond de façon permanente?
3 R. Non.
4 Q.80 Je vais également vous référer, mais en
5 fait, je pense que c'est à la même page,
6 effectivement. Oui, à la page 4 de votre
7 présentation, le point C, vous dites:
8 « Le développement
9 d'un marché secondaire
10 est susceptible de
11 procurer des avantages
12 à l'ensemble de la
13 clientèle et des
14 impacts minimes de
15 cette mesure sur les
16 activités et droits du
17 Transporteur. »
18 Peut-être vous interroger sur avantages à
19 l'ensemble de la clientèle. Je comprends
20 les avantages pour les clients de point à
21 point.
22 Mais lorsque vous indiquez ici, vous
23 parlez des avantages à l'ensemble de la
24 clientèle, je comprends que vous
25 élargissez, vous parlez probablement

Page 61

1 supplémentaires.
2 Q.81 Évidemment ici, ce que vous venez de
3 mentionner, c'est hypothétique. J'ai
4 compris ce matin que vous n'aviez pas
5 discuté ou vous n'aviez pas eu des
6 échanges avec vos clients à ce niveau-là?
7 R. C'est exact.
8 Q.82 Et peut-être, dernière question,
9 concernant l'application pratique de cette
10 modification-là, si le plafond était
11 effectivement retiré, est-ce que les
12 capacités qui pourraient faire l'objet
13 d'une cession seraient limitées à la
14 période d'essai ou si une cession pourrait
15 s'appliquer sur une plus longue période,
16 par exemple, un client qui a un contrat à
17 long terme, 20 ans, est-ce qu'il pourrait
18 céder ce contrat-là de 20 ans ou s'il
19 serait limité par la période d'essai de
20 deux ans?
21 R. Bonne question. Je ne pense pas qu'on ait
22 prévu de limitation à cet égard-là dans
23 notre proposition. Donc, au moment où la
24 cession a lieu, je vous dirais c'est le
25 droit applicable à ce moment-là.

16 (Pages 58 to 61)

Page 62

1 Q.83 Donc, des contrats, par exemple,
2 évidemment c'est un exemple théorique là,
3 mais des contrats encore valides pour 30
4 ans, 35 ans, pourraient être cédés, selon
5 votre proposition, pendant la période
6 expérimentale, selon votre compréhension
7 de la chose?

8 R. Bien, selon ma compréhension, ce serait
9 possible, peu probable. La personne qui
10 s'engagerait à titre de cessionnaire et là
11 si on prend sans plafond, parce que ce que
12 je comprends, c'est une crainte de
13 revendre à profit ou des profits
14 importants, le cessionnaire, quant à moi,
15 aurait peut-être avantage à réserver lui-
16 même, si c'est pour des longues périodes
17 de temps, à des prix vraiment élevés. Ça
18 ne me semble pas être le marché qui est
19 visé ou l'expérience qui a été identifiée
20 aux États-Unis.

21 Je pense que c'est pour des plus
22 courtes périodes de temps qu'ils ont
23 observé ce genre d'activité.

24 Q.84 Un instant.

25 Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE :

Page 63

1 Merci, Monsieur le Président. Ça complète mes
2 questions.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Je vous remercie, Maître Ouimette. Pour la
5 formation de la Régie, Madame Gervais.

6 CONTRE-INTERROGÉS PAR Mme LUCIE GERVAIS :

7 Q.85 Bonjour, Madame Lalande. J'aimerais juste
8 clarifier suite à la réponse que vous
9 venez de donner à maître Ouimette. Vous
10 parlez, j'ai compris, en fait, vous avez
11 indiqué que de retirer le plafond, ça
12 pourrait, si j'ai bien compris votre
13 réponse, que ça pourrait inciter les
14 clients à aller chercher plus de
15 réservations, plus de capacité, pour être
16 capable de la revendre par la suite ou de
17 faire plus de cessions, plus d'activités
18 de cession.

19 Le contexte dans lequel je le demande
20 là, c'est là où vous avez mentionné que ça
21 donnerait des bénéfices pour la clientèle,
22 donc ça ferait plus de revenus au
23 Transporteur. S'il y a plus d'activités,
24 il y a plus de revenus. Donc, ça pourrait
25 éventuellement faire baisser les tarifs de

Page 64

1 la demande locale. C'est ce que j'essaie
2 de clarifier, si c'est bien ce que vous
3 avez dit?

4 R. Avec vos termes, ce n'était pas l'idée que
5 je voulais véhiculer là, ça fait que je
6 vais juste reformuler. Je vais m'essayer
7 d'une autre façon.

8 Le client du service de transport
9 point à point qui voudrait faire une
10 réservation sur notre réseau de transport
11 pourrait voir un certain élément de
12 mitigation pour son risque d'affaires s'il
13 sait qu'il peut, dans le cadre d'une
14 réservation long terme, donc au-delà de
15 cinq ans ou cinq ans et plus plutôt, qu'il
16 sait que si sa situation financière change
17 ou il y a d'autres éléments qui changent
18 au bout de trois ans, il pourra céder la
19 capacité et faire peut-être, peut-être, un
20 profit.

21 Je ne sais pas si ça répond l'exemple
22 que je vous donne.

23 Q.86 Oui et non, en fait. Ça répond, mais
24 peut-être pas de la façon dont vous
25 aimeriez.

Page 65

1 En fait, j'essaie de voir comment ça
2 peut bénéficier à la charge locale, étant
3 donné que si on parle strictement de
4 cession, c'est déjà couvert, c'est juste
5 de replacer à quelqu'un d'autre, donc ça
6 ne génère pas de nouveaux revenus, vous
7 l'avez dit déjà, pour le Transporteur.

8 Alors, si vous dites que ça va
9 activer plus de réservations ou plus de
10 clients qui viendraient chercher plus de
11 capacité, là, je comprendrais qu'un
12 nouveau client amène de la nouvelle
13 capacité mais...

14 R. C'est ce que je dis.

15 Q.87 C'est ce que vous disiez?

16 R. Oui. Un client qui n'est pas là pourrait
17 trouver dans l'ouverture qu'on met en
18 éliminant le plafond, pourrait trouver une
19 ouverture ou un élément de mitigation de
20 risque pour lui, pour s'engager dans
21 l'aventure.

22 Q.88 Bon, c'est bien.

23 R. Le client n'étant pas là.

24 Q.89 Aujourd'hui?

25 R. Aujourd'hui.

Page 66	Page 68
1 Q.90 C'est bien, ça clarifie. Je vous 2 remercie. 3 R. Merci. 4 LE PRÉSIDENT : 5 Merci. Ceci complète les questions de la formation. 6 Donc, pour le présent panel, est-ce qu'il y a des 7 questions en réinterrogatoire? Pas comme tel. 8 Donc, la Régie remercie les témoins pour l'audition 9 de ce panel. Maître Dunberry, pour le panel 10 suivant. 11 Me ÉRIC DUNBERRY : 12 Oui. Alors, Monsieur le Président, suivant l'ordre 13 établi, nous en serions maintenant au septième 14 thème. Donc, le thème qui traite des pénalités 15 liées à l'exploitation, le thème 7. Monsieur 16 Sylvain Clermont est le représentant appelé à 17 témoigner sur cette question-là. 18 Et monsieur Clermont, de même que pour les 19 membres du Banc, je vous invite à prendre copie de 20 la pièce HQT-2, document 1, qui contient les fiches 21 par article pour ce thème. J'annonce tout de suite 22 qu'il n'y a pas de présentation PowerPoint, c'est un 23 thème qui est encore une fois, selon nous, somme 24 toute assez simple. 25 Donc, il y aura une très courte	1 idées de modification à ces quatre 2 articles que vous avez cités. 3 Alors, le premier grand thème, 4 clarifier que pour les clients du service 5 de transport, ils assumeront la pénalité 6 de 150% du tarif des services de 7 transport, incluant sur les services 8 complémentaires. C'est la clarification 9 qu'on trouve à l'article 3 et à l'article 10 13.4. 11 Et deuxième type de modification, 12 clarifier que le client en réseau intégré 13 et le distributeur paieront une pénalité 14 s'ils utilisent le service de transport 15 pour faciliter une vente de gros à partir 16 de ressources qui ne servent pas à 17 alimenter leur charge locale. 18 Et ça, c'est ce qu'on trouve dans les 19 modifications aux articles 28.6 et 36.5. 20 Alors, c'est les deux grandes familles de 21 modifications qui sont proposées. 22 Q.92 Et ma seconde et dernière question, 23 Monsieur Clermont. Pourriez-vous préciser 24 les principaux motifs ou les motifs qui 25 ont mené à ces propositions de
Page 67	Page 69
1 présentation de quelques minutes par monsieur 2 Clermont. Et on pourra le suivre assez aisément 3 avec les fiches qui ont été préparées pour les 4 articles 3, 13.4, 28.6 et 36.5. 5 Alors, si la Régie est prête pour aborder 6 le thème, nous pourrions commencer dès maintenant 7 avec monsieur Clermont, qui est toujours assermenté. 8 LE PRÉSIDENT : 9 Très bien. 10 PANEL 7 11 INTERROGÉ PAR Me ÉRIC DUNBERRY : 12 Q.91 Alors, Monsieur Clermont, j'aurai 13 simplement deux assez courtes questions 14 pour vous. 15 La première question, c'est, avec 16 l'aide des fiches, décrire brièvement les 17 modifications qui sont proposées aux 18 dispositions que j'ai identifiées il y a 19 quelques minutes sous la rubrique générale 20 du thème 7, soit les pénalités liées à 21 l'exploitation. 22 M. SYLVAIN CLERMONT : 23 R. Bonjour, Monsieur le Président, Madame la 24 régisseur, Monsieur Viau. 25 Essentiellement, deux types, deux grandes	1 modifications de ces quatre dispositions 2 des Tarifs et conditions? 3 R. Alors, de trois ordres. Le premier, comme 4 je l'ai déjà dit, puis c'est vraiment un 5 objectif de clarté, alors favoriser une 6 plus grande précision dans les 7 réservations et programmations du service 8 point à point. Ça, dans le but d'assurer 9 la fiabilité et l'utilisation optimale du 10 réseau. 11 Deuxième grande famille, encore là, 12 c'est l'idée de plus grande précision, de 13 plus grand clarté. Préciser donc les 14 règles s'appliquent également aux clients 15 du service en réseau intégré et aux 16 distributeurs. 17 Et finalement, refléter les 18 modifications qui ont été apportées par 19 FERC à son tarif pro forma, avec les 20 adaptations nécessaires pour le Québec, 21 notamment à cause de l'existence d'une 22 partie 4 qui est visée dans la 23 modification à l'article 36.5. 24 Me ÉRIC DUNBERRY : 25 Alors, voilà, Monsieur le Président, la totalité de

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 14 FÉVRIER 2011

VOLUME 13

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2 R-3669-2008 14 FÉVRIER 2011 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE : Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS : Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN et Me NICOLAS DUBÉ, procureurs de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIÉPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) Me HÉLÈNE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	Page 4 1 MICHEL PERRACHON 2 Interrogés par Me Geneviève Paquet 192 3 4 AUDIENCE CONTINUÉE LE 15 FÉVRIER 2011 A 9 H 00 5 6 ----- 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25
Page 3 1 TABLE DES MATIERES 2 Page 3 4 LISTE DES PIÈCES 5 5 LISTE DES ENGAGEMENTS 7 6 PREUVE DU TRANSPORTEUR 7 DEMANDE DE Me ANNIE GARIÉPY 10 8 PANEL 10 9 SYLVAIN CLERMONT 10 Interrogé par Me Éric Dunberry 12 11 Contre-interrogé par Me Paule Hamelin 18 12 Contre-interrogé par Me André Turmel 42 13 Décisions de la Régie 70 14 Réinterrogé par Me Éric Dunberry 77 15 Contre-interrogé par Me Paule Hamelin 84 16 PREUVE DU TRANSPORTEUR CLOSE 17 18 PREUVE DES INTERVENANTS 19 PANEL ACEFQ 20 RICHARD DAGENAIS 21 Interrogé par Me Denis Falardeau 93 22 Contre-interrogé par Me Éric Dunberry 134 23 Contre-interrogé par Me Marie-Christine Hivon . 179 24 PANEL GRAME 25 NICOLE MOREAU	Page 5 1 LISTE DES PIÈCES 2 Page 3 4 HQT-46.1: 5 Présentation PowerPoint de 6 Sylvain Clermont 18 7 C-6-79: Extrait de l'ordonnance 888 de 8 la FERC. 22 9 C-6-80: Décret 27697 du 5 mars 1997. 24 10 C-6-81: Document des Tarifs et 11 conditions des services de 12 transport déposé dans le dossier 13 R-3549-2004. 24 14 HQT-41-2 (B-188): 15 Réponse du Transporteur à 16 l'engagement #8. 89 17 HQT-41-3 (B-189): 18 Réponse du Transporteur à 19 l'engagement #9. 90 20 HQT-41-4 (B-190): 21 Réponse du Transporteur à 22 l'engagement #10. 90 23 HQT-41-5 (B-191): 24 Réponse du Transporteur à 25 l'engagement #11. 90

Page 110 1 se retrouvait dans le bas finalement de la 2 liste, sauf à l'exception de réception 3 importation où le service d'alimentation 4 de la charge locale avec une ressource non 5 désignée se retrouvait à un niveau... à 6 une priorité inférieure. 7 Tantôt j'ai parlé des définitions de 8 ressource pour le distributeur et les 9 difficultés d'appliquer la notion de 10 ressource désignée. Et la difficulté 11 c'est que dans la situation propre au 12 Québec finalement on a un distributeur qui 13 ne possède pas ses ressources et qui fait 14 appel à des producteurs, comme Hydro- 15 Québec Production principalement, mais à 16 des petits producteurs, et donc qui n'a 17 pas un contrôle direct sur l'utilisation 18 des ressources ou des centrales de 19 production contrairement aux États-Unis où 20 il peut arriver que les distributeurs 21 possèdent leurs propres ressources et la 22 FERC, l'intention de la FERC, j'imagine, 23 c'était d'éviter qu'un distributeur 24 utilise à la fois des ressources pour ses 25 propres fins et pour l'exportation mais où	Page 112 1 entend par ces éléments-là et s'assurer 2 que la définition de ressource désignée, 3 par exemple, n'entre pas quand même en 4 conflit avec ces éléments-là, ce qui n'est 5 pas évident pour moi dans la mesure où une 6 ressource désignée ne peut servir à une 7 vente à un tiers, bien, à ce moment-là, 8 qu'on procède par soit slice system ou by 9 unit, ça pose problème quand même la 10 définition de ressource désignée. 11 Pour ce qui est des ressources 12 associées à la fourniture patrimoniale, 13 les centrales existantes au 1er janvier 14 2001 normalement font partie de la 15 ressource patrimoniale. 16 Si on regarde, par exemple, le 17 rapport annuel d'Hydro-Québec Distribution 18 en 2000, les 80 centrales fournissaient 19 une capacité de près de 30 000 mégawatts 20 et avaient produit en 2000 185 térawatts/ 21 heure. Alors, si on le ramène après... on 22 enlève la perte finalement, c'est 172 23 térawatts/heure, c'est plus que le 165 24 térawatts/heure qui doit être assuré par 25 les équipements du patrimonial.
Page 111 1 la vente à des tiers, par exemple, en 2 utilisant le service de la charge locale, 3 par exemple. 4 Effectivement, il peut y avoir dans 5 cette situation-là des problèmes mais dans 6 le cas du distributeur, lui, ne disposant 7 pas de ses propres ressources, à ce 8 moment-là, je pense que ce risque-là 9 n'existe pas. Il est plutôt... le fardeau 10 devrait être plutôt du côté des 11 producteurs. 12 Alors, on propose finalement une 13 modification à la définition, plutôt à 14 l'article qui vise la désignation des 15 ressources du distributeur pour 16 effectivement limiter le fardeau du 17 distributeur de ce point de vue là. 18 Monsieur Clermont d'Hydro-Québec a 19 parlé de possibilité, par exemple, de 20 considérer les ressources désignées de 21 façon différente, soit, par exemple, par 22 slice system ou by unit system qui serait 23 utilisées par la FERC. Je pense que si on 24 veut aller de ce point de vue là, il 25 faudrait définir clairement ce qu'on	Page 113 1 Alors donc, il y a une marge pour ces 2 équipements-là d'exporter et la question 3 c'est de savoir comment finalement c'est 4 géré puis comment on va considérer cette 5 possibilité-là d'exporter à partir des 6 ressources patrimoniales, par exemple, il 7 y a une problématique particulière de ce 8 point de vue là. 9 En page 12, on parle des pénalités 10 imposées à Hydro-Québec Transport ou 11 Hydro-Québec Distribution. Il est pour 12 nous important que ces ressources-là ne se 13 retrouvent pas dans les coûts de service 14 assumés par la clientèle. Donc, on 15 devrait avoir des comptes séparés 16 finalement pour s'assurer que ces 17 pénalités-là qui sont dues à des retards, 18 par exemple, pour livrer des études, et 19 caetera, ne soient pas refilés aux 20 clientèle. Ça nous apparaît important de 21 responsabiliser Hydro-Québec Transport ou 22 Hydro-Québec Distribution de ce point de 23 vue là. 24 Il y a diverses pénalités qui peuvent 25 être payées par les clients pour le

Page 114 1 service de transport et relativement aussi 2 aux services complémentaires. Les frais 3 aussi pour les études d'impact sur le 4 réseau et d'avant-projets, et caetera, 5 notre position c'est que l'ensemble de ces 6 pénalités ou coûts-là devrait se retrouver 7 dans compte et être ajouté au revenu 8 requis finalement, ne pas profiter à 9 Hydro-Québec Transport. 10 Et Hydro-Québec Transport propose un 11 compte séparé pour les pénalités pour les 12 services d'écarts mais je pense qu'il faut 13 avoir une comptabilité précise pour les 14 pénalités payées pour les autres éléments 15 du règlement ou encore payées pour les 16 études d'impact, et caetera, sur le 17 réseau. 18 En page 12, on parle de l'annexe K. 19 On peut comprendre que selon la preuve de 20 monsieur Rose l'objectif premier de 21 l'annexe K n'était pas nécessairement 22 d'éviter la discrimination induite, tout ça, 23 mais pour nous ça fait partie de 24 l'ordonnance 890, et caetera, c'est une 25 des composantes. Et je pense que les	Page 116 1 Page 13, droit de renouvellement. 2 Alors, ça touche l'article 2.2. 3 Notre cautionnement c'est à l'effet 4 de... il y a un droit de renouvellement 5 accordé finalement si le service... pour 6 un service de cinq ans et plus finalement. 7 Et pour nous ça peut être contraignant 8 dans le cas d'un certain nombre de clients 9 potentiels du réseau de transport. 10 Et on questionne à savoir s'il doit y 11 avoir une priorité de renouvellement qui 12 soit faite selon la disponibilité du 13 service et ordonne en sa fonction de la 14 durée des contrats de service, même ceux 15 de moins de cinq ans. 16 Notre compréhension est à l'effet que 17 la FERC pouvait exiger cet élément-là pour 18 protéger la charge locale. Même je pense 19 qu'il faut voir aussi quel serait l'impact 20 sur l'accessibilité au service de point à 21 point. Pour nous, ça peut être un élément 22 contraignant qui peut faire en sorte qu'on 23 restreigne finalement l'accès au service 24 de transport, la concurrence finalement au 25 niveau de l'offre de production
Page 115 1 objectifs principaux ne doivent pas être 2 exclus des besoins finalement d'avoir une 3 annexe K décrivant le processus de 4 planification du réseau. 5 Au niveau du Québec, je pense que ça 6 va assurer une plus grande transparence, 7 ça va éviter les possibilités à 8 l'intérieur d'Hydro-Québec finalement 9 de... ne serait-ce que d'avoir 10 l'impression de donner... de donner 11 l'impression qu'on avantage, par exemple, 12 Hydro-Québec Production par rapport aux 13 autres clients indépendants. Ne serait-ce 14 que cet élément-là finalement, je pense 15 qu'il est pertinent d'avoir une annexe K 16 qui décrit le processus de planification, 17 à tout le moins pour le point à point et 18 le réseau intégré. 19 Pour ce qui est de la charge locale, 20 à mon sens, il devrait être ajouté, il 21 devrait être inscrit aussi pour montrer 22 effectivement qu'il n'y a pas de place à 23 discrimination possible dans le processus 24 de planification du réseau. 25 11H58	Page 117 1 diversifiée, et caetera. 2 Et notre compréhension, c'est qu'on 3 peut offrir des conditions plus 4 facilitantes qui peuvent être finalement 5 plus exigeantes pour le Transporteur mais, 6 en tout de ligne, à long terme, à 7 l'avantage des clientèles, si on amène 8 plus de revenus de point à point. Et on 9 peut avoir des conditions plus 10 facilitantes que ce que la FERC demande 11 dans la mesure où c'est le Transporteur 12 finalement qui est amené à assumer une 13 condition plus exigeante. 14 En page 13, on parle de procédures de 15 cession et transfert du service, l'article 16 23.1. On pense qu'il faudrait préciser ce 17 qu'on entend par prix de marché sur la 18 revente dans le contexte du Québec et 19 définir aussi ce qu'on entend par coût 20 d'opportunité du revendeur plafonné au 21 coût d'expansion d'Hydro-Québec Transport. 22 Ce n'est pas clair pour moi cette 23 expression-là. 24 Page 14, on parle des conditions 25 imposées aux cessionnaires et aux

Page 118	Page 120
1 revendeurs, et caetera. On pense que la 2 procédure est quand même complexe. Hydro- 3 Québec devrait pouvoir offrir la 4 possibilité aux cessionnaires de signer 5 une nouvelle convention avec Hydro-Québec 6 Transport si le revendeur accepte aux 7 mêmes conditions que la convention signée 8 par le revendeur et ça ça leur permettrait 9 de faciliter l'administration de diminuer 10 les coûts de gérer finalement ces ententes 11 de transfert de service ou de cession de 12 service. 13 Page 15, article 27, Rémunération 14 pour les coûts des ajouts réseaux et les 15 nouvelles répartitions. Alors, Hydro- 16 Québec propose d'enlever de façon plus 17 économique ce critère-là finalement. On 18 n'est pas d'accord. 19 Dans les notes sténos du 26 du 10 20 2010 en page 178 à 181, monsieur Clermont, 21 de mémoire, d'Hydro-Québec, le 22 représentant d'Hydro-Québec indiquait que 23 l'intention d'Hydro-Québec Transport n'est 24 pas d'abandonner ses critères économiques 25 mais plutôt de considérer... d'en	1 exemple. 2 Bon, je pense qu'il n'y a pas lieu 3 que ce soit négocié de gré à gré. Il 4 devrait y avoir des balises claires de ce 5 point de vue là aussi. 6 Une couple d'éléments 7 complémentaires. Les réductions requises 8 à l'article 13.6 devraient être, selon 9 nous, au pro rata des quantités qui sont 10 réservées et non programmées. Et ça avait 11 été discuté, entre autres, dans la demande 12 de renseignements de la Régie, HQT-8, 13 document 1, en réponse 9.1. 14 A l'article 14.7, on parle d'une 15 interruption de service de point à point 16 non ferme pour des raisons économiques. 17 Je pense qu'il pourrait y avoir une 18 réduction aussi du service qui pourrait 19 être possible dans ces cas-là. Donc, on 20 devrait ajouter l'élément réduction 21 possible finalement. 22 Alors, je vais parler rapidement de 23 notre preuve complémentaire qui avait été 24 soumise le 19 juin. Alors, en page 3, 25 j'indiquais qu'au niveau des conditions de
Page 119	Page 121
1 considérer d'autres. Alors, je pense que 2 pour nous le critère économique est 3 important et le critère économique 4 normalement doit être considéré, la 5 question des coûts pour Hydro-Québec 6 Transport mais aussi la question des 7 revenus. Alors, si on perd des revenus 8 parce qu'on ne peut pas répondre au 9 besoin, il est clair qu'il y a un impact 10 économique aussi là. Alors, cet élément- 11 là devra être pris en compte. 12 S'il y a des éléments plus larges, 13 ils devaient être à notre sens indiqués 14 comme critères aussi. Si la question de 15 fiabilité peut être prise en compte on 16 peut l'indiquer clairement mais je pense 17 que le critère de minimisation des coûts 18 est important. 19 Page 16, article 30.9, on considère 20 pertinent de préciser les balises claires 21 pour les crédits des installations qui 22 appartiennent à un client du réseau 23 intégré ou encore on pourrait renvoyer à 24 l'appendice J pour les crédits équivalents 25 aux centrales de productions privées, par	1 service de compensation d'écarts, il est 2 important de s'assurer que les centrales 3 qui sont hors Québec mais synchronisées 4 puissent obtenir ces services donc 5 d'Hydro-Québec Transport ou d'un 6 contrôleur du réseau voisin sans 7 dédoublement. 8 Alors, il pourrait y avoir même une 9 exigence à l'intérieur du règlement qui 10 demande soit l'un, soit l'autre contrôleur 11 finalement va assurer le service pour les 12 centrales qui sont à l'extérieur du 13 Québec. 14 En page 4, on discute le fait 15 qu'Hydro-Québec n'a pas finalement négocié 16 avec Hydro-Québec Production de son offre 17 de service de compensation d'écarts au 18 Québec. Alors, c'est indiqué, entre 19 autres, en HQT-10, document 3, réponse 2.6 20 et aussi HQT-10, document 2, en réponse 2. 21 On pense que les services de 22 compensation d'écarts peuvent favoriser 23 une plus grande diversité, concurrence 24 dans l'approvisionnement électrique. Ils 25 servent, c'est sûr, à sécuriser le réseau

	Page 124
1 de transport contre les actions 2 opportunistes des clients mais pour nous 3 ils servent aussi à répondre aux aléas de 4 l'offre et de la demande qui ne sont pas 5 contrôlables directement par les clients, 6 qui sont hors de leur contrôle. 7 Et est-ce que nécessairement la 8 question de l'opportunisme domine puis 9 devrait être le seul élément à prendre en 10 compte finalement dans la détermination 11 des prix et de la structure de prix et ces 12 services-là? Je n'en suis pas certain. 13 Il semble, selon la preuve, de 14 monsieur Orans, qu'effectivement c'est un 15 élément qui se joue qui peut être 16 important mais je pense qu'il faut voir à 17 la fois à la responsabilité du producteur 18 mais aussi à la responsabilité de son 19 client qui peut être aux Etats-Unis, et 20 caetera. Alors, même si on observe 21 effectivement un comportement qui laisse 22 place... qui laisse supposer des actions 23 d'arbitrage finalement, le client aussi 24 affecte aussi l'utilisation de l'énergie 25 et la preuve qui est faite par monsieur	1 que stratégiquement il faudrait... ils 2 vont vouloir éviter cette pénalité-là de 3 50 % mais ça peut induire finalement les 4 clients... plutôt à utiliser de façon plus 5 importante le service d'écart, de 6 compensation d'écarts. 7 En page 5, on discute de la question 8 du balancing market qui existe au Nouveau- 9 Brunswick, qui est un marché donc de plus 10 petite taille qu'au Québec. On pense 11 qu'il y aurait lieu pour la Régie 12 d'évaluer de façon sérieuse la possibilité 13 de créer un tel marché. 14 Cet élément-là est discuté, entre 15 autres, dans HQT-10, document 3, en 16 réponse 2.7 et je pense que ce serait une 17 façon de réduire, en tout cas, le pouvoir 18 d'Hydro-Québec Production qui, pour nous, 19 actuellement est un pouvoir 20 monopolistique. Hydro-Québec Transport a 21 reconnu finalement qu'il y avait juste 22 Hydro-Québec Production qui pouvait offrir 23 le service actuellement au Québec. Et il 24 y a une théorie en économie qui est le 25 Manage Competition qui indique une
	Page 125
1 Orans n'est pas nécessairement définitive 2 quant à moi. Il faudrait considérer aussi 3 le comportement du client dans ça pour 4 voir si effectivement toute la 5 responsabilité doit être entre les mains 6 du producteur relativement aux opérations 7 d'arbitrage. 8 On discute en page 4 du fait que, 9 bon, d'une part, il y a des pénalités qui 10 sont prévues par Hydro-Québec Transport si 11 les quantités réservées sont inférieures 12 aux quantités programmées. 13 Ca peut induire finalement une 14 stratégie de la part des clients 15 finalement pour éviter de payer ces 16 pénalités-là de 50 % qui s'appliquent à la 17 fois sur le coût du service de transport 18 et sur le service complémentaire et qui 19 peut devenir donc assez importante. Et 20 pour ne payer finalement que les services 21 d'écart de réception ou de livraison qui 22 s'appliquent si les quantités programmées 23 sont inférieures aux quantités livrées ou 24 reçues. 25 Alors, donc, les clients, je pense	1 entreprise, même si elle est seule sur le 2 marché, peut adopter des comportements 3 concurrentiels s'il existe des joueurs qui 4 peuvent... qui peuvent potentiellement 5 embarquer sur le marché. 6 Mais dans la mesure où on ne prévoit 7 pas de joueurs potentiels pour s'opposer à 8 Hydro-Québec Production, à notre sens, il 9 est clair qu'Hydro-Québec est en situation 10 monopolistique et qu'il y a possibilité 11 d'abus au niveau des tarifs des prix 12 qu'Hydro-Québec Production va charger sur 13 ces services-là. 14 Et ma crainte aussi, c'est que les 15 services qui sont offerts par Hydro-Québec 16 Transport, la structure de prix, par 17 exemple, du Producteur soit aussi imposée 18 tôt ou tard à Hydro-Québec Distribution. 19 Et si on regarde, on discute à 20 l'intérieur du document, des... on compare 21 les prix, par exemple, pour les services 22 offerts par Hydro-Québec Production pour 23 la compensation d'écarts, si on le 24 compare, par exemple, avec l'entente 25 cadre, par exemple, pour Hydro-Québec, et

Page 178 1 d'accorder à ce 2 dernier... » 3 Donc, d'accorder à l'alimentation de la 4 charge locale en provenance d'une 5 ressource non désignée par le producteur: 6 « ... une priorité au 7 moins équivalente à 8 celle accordée au 9 service de point à 10 point non ferme. » 11 Alors, ce que vous proposez, c'est que ce 12 qui apparaît dans la boîte niveau 6: 13 « Service pour 14 l'alimentation de la 15 charge locale par une 16 ressource non 17 désignée, cette 18 priorité peut être 19 exercée par le 20 producteur, devrait se 21 retrouver à la boîte 22 4, donc avoir une 23 priorité équivalente 24 au service de point à 25 point de court terme	Page 180 1 paragraphe de la page 13. Vous 2 mentionnez: 3 « Il n'est pas clair 4 si quelques demandes 5 de service converties 6 de court terme à long 7 terme ne pourraient 8 pas bloquer une 9 demande de service à 10 long terme plus 11 importante, faute de 12 capacité disponible 13 sur le réseau. Ne 14 faudrait-il pas 15 introduire un critère 16 qui tienne compte de 17 la taille de la 18 réservation afin de 19 chercher à optimiser 20 l'utilisation du 21 réseau? » 22 Est-ce que je dois comprendre ici, 23 Monsieur Dagenais, que lorsque vous 24 référez à la taille de la réservation, 25 vous référez au nombre de mégawatts plutôt
Page 179 1 non ferme. » 2 C'est ce que vous proposez, Monsieur 3 Dagenais? 4 R. Exact, oui, c'est ça. 5 Q.143 Bon. Merci. Monsieur Dagenais, je vous 6 remercie beaucoup pour vos commentaires et 7 suggestions. Alors, ça termine le contre- 8 interrogatoire sur ces quelques thèmes. 9 Ma consœur va terminer le contre-interrogatoire, 10 Monsieur le Président. Merci. 11 LA COUR: 12 Maître Hivon. 13 14H13 14 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON 15 Oui. Merci. 16 Q.144 Bonjour, Monsieur Dagenais. Ce sera assez 17 rapide. Je vous référerai à votre rapport 18 du 10 juin 2009, votre mémoire, ainsi que 19 je vous invite à prendre la pièce HQT-2 20 révisée qui sont les fiches des 21 modifications révisées. 22 Alors, tout d'abord je vous réfère à 23 la page 13 de votre rapport, mémoire, 24 relativement à l'article 13.2 Priorité de 25 réservations. Donc, on est au deuxième	Page 181 1 que la durée de la réservation? 2 R. Effectivement c'est un autre critère que 3 je rajouterais finalement qui tiendrait 4 compte de la taille de la réservation en 5 mégawatts. 6 Q.145 Donc, que pour identifier la priorité, on 7 tiendrait compte non seulement de la durée 8 du service demandé mais également du 9 nombre de mégawatts demandés, donc plus le 10 nombre est important, plus la capacité est 11 importante, ça devrait jouer dans la 12 priorité? 13 R. Ce serait un des critères à prendre en 14 compte, oui, c'est ça, dans le but 15 d'optimiser l'utilisation du réseau. 16 Q.146 Est-ce que c'est à votre connaissance, 17 Monsieur Dagenais, que le Transporteur 18 retient une norme de priorité NAESB qui 19 fait prévaloir la durée du service sur le 20 volume du service demandé? 21 R. Bien, je suis au fait que c'est un critère 22 de durée finalement et l'élément important 23 dans la proposition du Distributeur et de 24 la OATT de la FERC. 25 Q.147 Lorsque vous dites du Distributeur vous

Page 182	Page 184
1 voulez dire du Transporteur? 2 R. Du Transporteur, excusez, oui. 3 Q.148 O.K. Maintenant, je vous réfère à la page 4 14 de votre mémoire. Dans le bas de la 5 page, on est toujours dans le thème de la 6 priorité de réservation, et j'ai entendu 7 votre témoignage tout à l'heure à maître 8 Dunberry relativement au fait que votre 9 mémoire n'avait pas été mis à jour suite 10 aux amendements à la modification de 11 proposition du Transporteur de juin 2010. 12 Et vous avez référé au fait qu'il y avait 13 eu certains changements qui avaient été 14 faits et qui répondaient à vos attentes. 15 Alors, lorsqu'on parle à 13.2 ici, 16 vous expliquez que le prix est un marqueur 17 pour déterminer la priorité de 18 réservation, vous êtes d'accord avec moi 19 si je vous réfère aux fiches révisées 20 HQT-2 relativement aux articles 13.2 et 21 14.2 que ce marqueur a été retiré de ces 22 articles? 23 R. Tout à fait d'accord. 24 Q.149 O.K. Donc, vos commentaires au bas de la 25 page 14 et en haut de la page 15 sous 14.2	1 questions ici du déplaçonnement, vous 2 mentionnez: 3 « HQT devrait offrir 4 la possibilité, sur 5 acceptation du 6 revendeur au 7 cessionnaire, de 8 signer une convention 9 de service directement 10 avec HQT aux mêmes 11 conditions que la 12 convention d'origine 13 signée avec le 14 revendeur ou en 15 modifiant les 16 conditions, si HQT 17 peut répondre aux 18 nouvelles conditions 19 en remplacement de la 20 convention du 21 revendeur qui serait 22 ainsi libéré de ses 23 engagements envers 24 HQT, ce qui 25 faciliterait
Page 183	Page 185
1 Priorité de réservations de même qu'au 2 troisième paragraphe de la page 15 où vous 3 mentionnez à la fin du paragraphe: 4 « Ainsi, pour un même 5 service les prix 6 doivent être uniformes 7 de sorte que le 8 critère de prix tel 9 qu'introduit par HQT 10 n'est pas pertinent 11 dans la situation 12 actuelle pour le 13 réseau de transport 14 québécois. » 15 Ces commentaires n'ont plus véritablement 16 leur raison d'être? 17 R. Non. Je pense qu'on a répondu 18 effectivement à la demande et à la demande 19 de la Régie, je comprends, en modifiant 20 les propositions à cet effet-là. 21 Q.150 Merci. Je vous réfère, maintenant on va 22 revenir à la page 13 de votre rapport dans 23 le thème Cession ou revente de capacités, 24 les modifications à l'article 23.1. Au 25 dernier paragraphe de la page 13 et les	1 l'administration et 2 réduirait les coûts 3 administratifs pour 4 HQT du service rendu 5 au cessionnaire. » 6 Je vous réfère maintenant à la fiche HQT-2 7 relativement à l'article 23.2. Je crois 8 que cet article n'a pas fait l'objet d'un 9 amendement, alors vous le trouverez à 10 HQT-2 qui n'est pas la version révisée. 11 Attendez un petit peu. Est-ce que vous 12 l'avez, Monsieur Dagenais, 23.2, la fiche? 13 R. Oui. C'est bien la version du 23, du 27- 14 03-2009, c'est bien ça? 15 Q.151 Oui, c'est ça la version d'origine puisque 16 cet article-là n'a pas fait l'objet d'un 17 amendement en juin 2010. Alors, on voit 18 ici l'article 23.2 reproduit avec les 19 modifications suggérées, et je vous réfère 20 à la dernière phrase de l'article qui se 21 lit comme suit: 22 « Le revendeur demeure 23 responsable de 24 l'exécution de toutes 25 les obligations en

Page 186

Page 188

1 vertu de la convention
2 de service, sauf si le
3 Transporteur et le
4 revendeur s'entendent
5 spécifiquement sur
6 d'autres conditions
7 par le biais d'une
8 modification apportée
9 à la convention de
10 service. »
11 Alors, tout d'abord vous êtes d'accord
12 avec moi que le principe à l'effet que le
13 revendeur demeure responsable de
14 l'exécution des obligations n'est pas
15 quelque chose de nouveau; il apparaissait
16 déjà, il apparaît déjà à l'article 23.2
17 existant dans les Tarifs et conditions
18 actuels?
19 R. Je n'ai pas en mémoire le tarif actuel,
20 mais je vous accorde ça. Je pense que...
21 Q.152 Bien, en fait, si on prend pour acquis que
22 ce qui n'est pas ni hachuré ni ajouté en
23 marque de révision à la fiche HQT-2
24 correspond au texte existant, on est
25 d'accord que cette obligation-là ou cette

1 Je comprends que la convention de service
2 avec le revendeur demeure. Pour moi c'est
3 ma compréhension.
4 Q.155 Donc, sur la question de la
5 responsabilité, mais la possibilité de
6 s'entendre à des modalités différentes
7 existe déjà ici?
8 R. Oui c'est ça, pour modifier donc la
9 convention avec le revendeur, oui.
10 Q.156 Dans la mesure où le revendeur était
11 libéré de ses engagements envers HQT,
12 êtes-vous d'accord avec moi que cela
13 aurait pour effet de diminuer les
14 garanties qu'a HQT quant au paiement du
15 service de transport?
16 R. C'est-à-dire que dans ma compréhension si
17 le cessionnaire acquiert une nouvelle
18 convention, tu sais qu'il va y avoir une
19 vérification de solvabilité, et caetera.
20 Donc, il y a quand même une vérification à
21 faire de ce point de vue-là. C'est
22 vraiment un transfert de responsabilité à
23 un client qui est quand même solvable et
24 dont on s'assure de sa crédibilité aussi.
25 Q.157 Mais vous êtes d'accord avec moi que,

Page 187

Page 189

1 responsabilité-là du revendeur existe
2 actuellement?
3 R. D'accord. Ça va.
4 Q.153 O.K. Et la modification suggérée ne vise
5 qu'à définir le terme « partie » à cet
6 article?
7 R. D'accord.
8 Q.154 O.K. Ce que vous demandez c'est la
9 possibilité que le Transporteur s'entende
10 pour quelque chose de différent, donc
11 relativement à sa responsabilité avec le
12 revendeur. Est-ce qu'on s'entend
13 également pour dire que cette dernière
14 phrase à l'article 23.2 telle qu'elle
15 existe actuellement prévoit déjà cette
16 possibilité-là?
17 R. Bien, moi je ne le lis pas comme ça parce
18 qu'on dit:
19 « ... s'entendre
20 spécifiquement sur
21 d'autres conditions
22 par le biais d'une
23 modification apportée
24 à la convention de
25 service. »

1 selon l'hypothèse que vous venez
2 d'avancer, on passerait de deux clients
3 responsables à un client responsable quand
4 même?
5 R. Oui.
6 Q.158 Ça complète mon contre-interrogatoire.
7 LE PRÉSIDENT :
8 Merci, Maître Hivon. Donc, pour la Régie, Maître
9 Ouimette? Pas de questions.
10 Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE :
11 Merci.
12 LE PRÉSIDENT :
13 Alors ceci complète les questions pour le témoin.
14 La Régie n'aura pas de questions. Maître Falardeau,
15 des questions en réinterrogatoire? Non.
16 Q.159 Alors la Régie vous remercie pour la
17 participation, votre témoignage à
18 l'audience.
19 ET LE TÉMOIN DIT RIEN DE PLUS.
20 LE PRÉSIDENT :
21 Donc, nous en serions à entendre le GRAME.
22 14H23
23 Me GENEVIEVE PAQUET :
24 Alors, bonjour.
25 LE PRÉSIDENT :

Page 190

1 Bonjour, Maître Paquet.
2 Me GENEVIEVE PAQUET :
3 Bonjour, Monsieur le Président, Madame et Monsieur
4 les Régisseurs. Donc, Geneviève Paquet pour le
5 GRAME.
6 Comme on l'avait indiqué dans notre
7 correspondance du 14 janvier, monsieur Perrachon a
8 été reconnu expert en exploitation du réseau de
9 transport, il a collaboré au rapport, il est présent
10 pour assister madame Moreau, peut-être répondre aux
11 éventuelles questions de la Régie, des intervenants
12 ou du Transporteur, mais il n'a pas de témoignage à
13 rendre en tant que tel.
14 Par contre, peut-être que je demanderais à
15 madame la greffière de l'assermenter au cas où il y
16 aurait des questions par la suite, peut-être pour
17 simplifier les choses. Donc, je demanderais peut-
18 être d'assermenter madame Nicole Moreau et monsieur
19 Michel Perrachon.
20 LA GREFFIERE :
21 Madame Moreau, voulez-vous vous lever, s'il vous
22 plaît? Affirmez-vous solennellement de dire la
23 vérité, toute la vérité, rien que la vérité? Dites:
24 Je l'affirme.
25 Mme NICOLE MOREAU :

Page 191

1 Je l'affirme.
2 LA GREFFIERE :
3 Veuillez, s'il vous plaît, donner vos nom,
4 profession et adresse d'affaires.
5 Mme NICOLE MOREAU :
6 Nicole Moreau, consultante en environnement et
7 énergie. Au 431, Jean-Baptiste-Lepage à St-Côme.
8 LA GREFFIERE :
9 Merci.
10 Monsieur Michel Perrachon, voulez-vous
11 vous lever, s'il vous plaît? Affirmez-vous
12 solennellement de dire la vérité, toute la vérité,
13 rien que la vérité? Dites: Je l'affirme.
14 M. MICHEL PERRACHON :
15 Oui, je l'affirme.
16 LA GREFFIERE :
17 Veuillez, s'il vous plaît, donner vos nom,
18 profession et adresse d'affaires.
19 M. MICHEL PERRACHON :
20 Michel Perrachon, enseignant à la Polytechnique et
21 consultant en réseaux électriques. 402, rue St-
22 Alexandre, Longueuil.
23 LA GREFFIERE :
24 Merci.
25 PANEL GRAME

Page 192

1 NICOLE MOREAU
2 MICHEL PERRACHON
3 INTERROGÉS PAR Me GENEVIEVE PAQUET :
4 Merci.
5 Q.160 Alors, Madame Moreau, c'est vous qui avez
6 rédigé le rapport qui a été déposé sous la
7 cote C-8-32 en collaboration avec
8 l'expert-conseil du GRAME, monsieur
9 Perrachon, c'est exact?
10 R. C'est exact.
11 Q.161 Est-ce que vous avez des modifications à y
12 apporter?
13 R. Non.
14 Q.162 Donc, est-ce que vous adoptez le tout pour
15 valoir comme votre témoignage écrit dans
16 la présente audience?
17 R. Oui, je l'adopte.
18 Q.163 Merci. Maintenant j'ai quelques questions
19 pour vous. Premièrement, Madame Moreau,
20 pouvez-vous mettre en contexte
21 l'intervention du GRAME au présent dossier
22 ainsi que les buts qui étaient recherchés
23 par l'intervention?
24 R. Oui, certainement. De l'avis du GRAME, le
25 présent dossier fait ressortir certains

Page 193

1 enjeux fondamentaux liés aux intérêts
2 environnementaux. Ainsi, l'ensemble de la
3 preuve du GRAME est en lien avec le
4 contexte particulier du Québec à l'égard
5 de deux éléments fondamentaux.
6 Le premier enjeu est la préservation
7 des acquis en matière de ressources
8 énergétiques, de production et de
9 consommation d'électricité propre et
10 renouvelable. En effet, la société
11 québécoise est fondamentalement attachée
12 au principe d'électricité à faible
13 émission de gaz à effet de serre. Cet
14 enjeu a été examiné globalement à la
15 lumière des propositions déposées par le
16 Transporteur.
17 Le deuxième enjeu découle des
18 orientations définies dans la stratégie
19 énergétique du Québec à l'égard de
20 l'intégration de nouvelles ressources dont
21 le développement éolien prend une part
22 importante. Ce deuxième enjeu a été
23 énoncé dans le mémoire du GRAME auquel je
24 vous réfère.
25 Q.164 Merci. Maintenant, si on aborde le

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 18 FÉVRIER 2011

VOLUME 17

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 18 FÉVRIER 2011 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE: Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS: Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULÉ HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SE-AQLPA) Me HÉLÈNE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	LISTE DES PIÈCES Page 1 2 3 4 HQT-48 (B-201) : 5 En liasse, références aux 6 décisions et notes 7 sténographiques soumis aux fins 8 du contre-interrogatoire de 9 monsieur Raphals. 49 10 HQT-49 (B-202) : 11 Article 35.37 et article 35.28 12 du Code of Federal Regulations. ... 102 13 14 ----- 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25
Page 3	Page 5
TABLE DES MATIÈRES Page 1 2 3 4 LISTE DES PIÈCES 4 5 LISTE DES ENGAGEMENTS 5 6 REMARQUES PRÉLIMINAIRES 6 7 Décision sur l'objection émise par l'UC/RNCREQ . 6 8 PREUVE DES INTERVENANTS 9 PANEL UC/RNCREQ 10 PHILIP RAPHALS 11 Contre-interrogé par Me Eric Dunberry 12 12 Contre-interrogé par Me Marie-Christine Hivon .. 60 13 Interrogé par Me Jean-François Ouimette 171 14 Interrogé par Mme Lucie Gervais 178 15 Interrogé par le Président 193 16 Réinterrogé par Me Hélène Sicard 206 17 18 AJOURNEMENT SINE DIE 19 20 ----- 21 22 23 24 25	LISTE DES ENGAGEMENTS Pages 1 2 3 4 #2 : Répondre à la question de savoir 5 si le tarif a été ou non 6 respecté dans le passé et la 7 portée de cette question soumise 8 au présent dossier. 11 9 #3 : Confirmer que le dossier R-3640- 10 07 n'en était pas un qui pouvait 11 mener à une modification des 12 Tarifs et conditions du 13 Transporteur. 56 14 15 ----- 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25

Page 58	Page 60
1 mentionnez. Oui, effectivement, je pense 2 que mon commentaire s'est limité à 3 l'extension à cinq ans, à la page 41. 4 J'ai écrit: 5 « Nous recommandons à 6 la Régie d'approuver 7 les modifications 8 proposées dans notre 9 première phase, 10 l'article 2.2. » 11 Et la première phase, il y a l'ajout de 12 cinq ans dans la deuxième ligne. 13 Q.110 Est-ce que je peux vous tenter avec une 14 deuxième admission à l'effet que vous êtes 15 également d'accord avec la prorogation du 16 délai de 60 jours à un an? 17 R. La raison que je ne suis pas allé plus 18 loin sur ce thème, est qu'avec les délais 19 je n'ai pas étudié tous les aspects reliés 20 à cet article-là. Quand même, depuis 21 longtemps, depuis 3401, j'ai eu des 22 réticences par rapport à ce droit avec une 23 réservation aussi courte qu'un an. Donc, 24 je voulais ajouter mon support à 25 l'extension de cinq ans mais je n'ai pas	1 Alors, on vous a reproduit les pages 45 à 47. Là je 2 pense qu'il manquait la dernière page peut-être pour 3 monsieur Raphals. Là, je vais m'assurer d'en donner 4 quatre copies. 5 LE PRÉSIDENT : 6 Merci. 7 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me MARIE-CHRISTINE HIVON 8 Alors, ça complète la pièce HQT-48, en liasse c'est 9 ça. Oui, B-201. Alors j'aborderais maintenant en 10 contre-interrogatoire avec monsieur Raphals... 11 Q.112 Bonjour, Monsieur Raphals. 12 R. Bonjour. 13 Q.113 ... le thème de la cession ou revente de 14 capacités qui est contenu à la page 14 et 15 suivantes de votre rapport. Et je 16 travaillerai, Monsieur le Président, et 17 j'inviterai également monsieur Raphals, et 18 avec la version du rapport de monsieur 19 Raphals qui est en marques de révision. 20 Il y a certains aspects qui seront 21 pertinents pour nos fins alors je 22 travaille à partir de cette version-là. 23 S'il y a des décalages de pages, je m'en 24 excuse, mais ce sera peut-être plus simple 25 si vous avez également la même version
Page 59	Page 61
1 fait le tour au complet de la question et 2 je préfère ne pas me prononcer. 3 Q.111 Merci beaucoup, Monsieur Raphals. Alors, 4 ma consœur, Maître Hivon, reprendra après 5 la pause sur des thèmes qui n'ont pas été 6 abordés évidemment. 7 LE PRÉSIDENT: 8 Alors, nous allons prendre une pause jusqu'à 9 10 h 40. 10 SUSPENSION DE L'AUDIENCE 11 10H41 12 REPRISE DE L'AUDIENCE 13 LE PRÉSIDENT : 14 Alors reprise de l'audience. Et en début d'après- 15 midi, la Régie apprécierait que l'on fasse le point 16 sur le suivi des engagements et sur la question des 17 calendriers également pour avoir les indications qui 18 proviennent des procureurs et par la suite... On 19 peut continuer maintenant pour l'interrogatoire de 20 monsieur Raphals. 21 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 22 Merci, Monsieur le Président. Alors, tout d'abord 23 vous circuler l'extrait, les pages manquantes de 24 l'extrait des notes sténographiques du 22 novembre 25 2005, volume 7 dans le dossier R-3549-2004, phase 2.	1 devant vous. 2 Alors, Monsieur Raphals, est-ce que 3 vous avez... on vous a remis un 4 exemplaire? 5 R. Oui, juste un instant pour que je 6 m'organise. 7 Q.114 Vous me le direz quand vous serez prêt. 8 R. Oui, je vous écoute. 9 Q.115 Alors, cession et revente de capacité, 10 vous êtes d'accord avec moi qu'il est 11 question ici de la modification de 12 l'article 23.1 afin d'enlever le prix 13 plafond pour la revente ou cession de 14 capacité? 15 R. Oui. 16 Q.116 Et que le droit de céder ou de revendre la 17 capacité n'est pas nouveau, c'est un droit 18 qui existe dans les Tarifs et conditions 19 actuels, vous êtes d'accord avec ça? 20 R. Oui. 21 Q.117 Et que ce qui est modifié par la présente 22 cause, donc les suggestions des 23 modifications c'est uniquement en ce qui 24 concerne la levée du prix plafond et 25 certaines modalités entourant ça?

Page 62

1 R. Oui.
2 Q.118 Lors du témoignage en chef de la
3 représentante du Transporteur, il a été
4 proposé d'étendre la période expérimentale
5 de cette levée du prix plafond jusqu'en
6 octobre 2012 pour tenir compte du fait que
7 la décision de la Régie n'était pas encore
8 rendue. Est-ce que vous étiez présent
9 lors de l'audition du 22 octobre lorsque
10 madame Lalande a témoigné à cet effet-là?
11 R. J'ai pris note qu'elle avait dit ça.
12 Q.119 O.K. Donc, c'est à votre connaissance, je
13 n'ai pas besoin de vous référer aux notes
14 sténographiques précisément?
15 R. Pas pour l'instant en tout cas.
16 Q.120 O.K. Je note également, Monsieur Raphals,
17 que, bien que vous en ayez traité dans
18 votre présentation en chef il y a deux
19 jours, votre rapport, qui est daté du 23
20 septembre 2010, ne traite pas du Staff
21 Report on Capacity Reassignment d'avril
22 2010, est-ce que j'ai raison de...
23 R. Vous avez raison.
24 Q.121 O.K. Et que ce document Staff Report on
25 Capacity Reassignment a été déposé à la

Page 63

1 Régie par votre procureure, maître Sicard,
2 en contre-interrogatoire du panel en chef
3 du Transporteur? Ou maître Gariépy, je
4 m'excuse. Vous avez raison, maître
5 Gariépy. Ça devient... ça peut porter à
6 confusion parfois.
7 Alors, vous avez, donc ce document
8 est déjà en preuve, le Staff Report on
9 Capacity Reassignment. Est-ce que vous
10 étiez au courant au moment où vous avez
11 fait votre rapport en septembre 2010 de
12 l'existence de ce document?
13 R. Je savais qu'il y avait une étude du staff
14 en processus, mais je ne savais pas que le
15 rapport avait été produit. Alors, par
16 exemple, page 18, je m'excuse, page 18 de
17 la version, version propre je dirais, je
18 cite l'ordonnance 890-A qui dit que...
19 selon laquelle:
20 « In Order 890, the
21 Commission directed
22 staff to closely
23 monitor and to produce
24 a report by May 1st,
25 2010. »

Page 64

1 Mais je n'avais pas consulté ce rapport.
2 Q.122 O.K. En ce qui concerne l'ordonnance 739
3 de la FERC rendu le 20 septembre 2010,
4 alors on s'entend, trois jours avant le
5 dépôt de votre rapport, j'ai raison de
6 dire que vous n'y réfèrez pas non plus
7 dans votre rapport ré-révisé?
8 R. Pardon, vous avez dit du 30 septembre?
9 Q.123 20 septembre 2010.
10 R. 20 septembre. Non, effectivement, je ne
11 l'avais pas vu.
12 Q.124 O.K. Et que, en date d'aujourd'hui, vous
13 y avez référé d'ailleurs lors de votre
14 témoignage en chef, vous avez eu
15 l'occasion d'en prendre connaissance?
16 R. Oui.
17 Q.125 Je vous réfère à cette ordonnance 739 qui
18 avait déjà été cotée au dossier, Monsieur
19 le Président, sous la cote B-165. Nous en
20 avons des copies. Je sais que la
21 distribution avait été peu fructueuse,
22 mais si maintenant les intervenants sont
23 intéressés à en prendre une copie, nous en
24 avons des copies additionnelles. Je ne
25 sais pas, est-ce que vous en avez besoin

Page 65

1 d'une copie? Vous allez la prendre,
2 parfait.
3 R. Je pense que je l'ai, mais si je ne le
4 trouve pas.
5 Q.126 Vous l'avez devant vous, Monsieur Raphals?
6 R. Oui.
7 Q.127 Je vous réfère au paragraphe 1 de cette
8 ordonnance 739.
9 R. Oui.
10 Q.128 Et on peut y lire, et je vous le cite:
11 « Based on the
12 Commission's
13 experience to date and
14 a two-year study,
15 released April 15,
16 2010, the Federal
17 Energy Regulatory
18 Commission in this
19 Final Rule makes
20 permanent the lifting
21 of price caps for
22 transmission customers
23 reassigning electric
24 transmission
25 capacity. »

Page 66	Page 68
1 Alors, on est d'accord que la FERC ici 2 rend permanente la levée du prix plafond 3 suite à une période expérimentale? 4 R. Oui. 5 Q.129 Oui. Je vous réfère justement à la page 6 18 de votre rapport. 7 R. Pardon, quelle page? 8 Q.130 18. Juste le paragraphe en dessous de 9 celui que vous nous avez lu tout à 10 l'heure, dans la version toujours en 11 marques de révision. 12 R. Un instant. Oui. 13 Q.131 Attendez-moi. Je présume que la 14 concordance serait quelques pages plus tôt 15 pour vous puisque vous n'avez pas les 16 marques de révision. Là je suis à la page 17 18 en marque de révision, paragraphe juste 18 avant le sous-titre Pertinence pour le 19 Québec, paragraphe qui commence: 20 « Finalement, par 21 l'Ord. 890-A, la FERC 22 rend provisoire la 23 suppression du prix 24 plafond. Plus 25 précisément, elle	1 reprise automatique ou de remise 2 automatique d'un prix plafond? 3 R. C'est exact. 4 Q.133 O.K. Donc, l'aspect temporaire de la 5 modification n'est plus une justification 6 au soutien de votre opinion à l'effet 7 qu'on ne devrait pas retenir cette 8 modification? 9 R. Effectivement. 10 Q.134 O.K. La période d'étude est-ce que vous 11 êtes d'accord avec moi qu'elle a permis 12 d'étudier les cessions et reventes de 13 toutes les catégories de clients du 14 service de transport, la FERC n'ayant pas 15 retenu « affilié » ou « non affilié » au 16 départ pour la levée du prix plafond? 17 R. Pouvez-vous répéter la question, s'il vous 18 plaît? 19 Q.135 Que l'étude, que la période d'étude a 20 étudié les cessions et reventes de toutes 21 les catégories de clients du service de 22 transport? 23 R. Oui. 24 Q.136 Je vous réfère maintenant à l'ordonnance 25 739 au paragraphe 31 où la FERC indique:
Page 67	Page 69
1 indique que cette 2 suppression se limite 3 à la période 4 nécessaire pour 5 accumuler deux années 6 complètes de données 7 (soit du 1er mai 2008 8 au 1er mai 2010), 9 après quoi son staff 10 déposera une étude sur 11 l'expérience. » 12 Et paragraphe là où il y a une citation, 13 et ensuite vous concluez: 14 « Ainsi, le prix 15 plafond sera de 16 nouveau en vigueur à 17 partir du 1er octobre 18 2010, à moins que la 19 FERC n'en décide 20 autrement. » 21 Vous êtes d'accord avec moi, Monsieur 22 Raphaels, que ceci est maintenant du passé 23 et que... 24 R. La FERC a décidé autrement. 25 Q.132 La FERC a décidé, donc il n'y a plus de	1 « The data... » 2 Donc, les données de la période d'étude. 3 « ... do not suggest 4 the exercise of market 5 power. The prices 6 during the test period 7 appear consistent with 8 pricing differentials 9 between locational 10 markets, indicating 11 that the transactions 12 reflect market 13 fundamentals, not the 14 exercise of market 15 power. » 16 Alors, êtes-vous d'accord avec moi que la 17 FERC ici conclut que cette période d'étude 18 n'a pas révélé de préoccupations quant à 19 l'exercice de market power à cet égard? 20 R. Oui. 21 Q.137 Maintenant, je vous réfère toujours à la 22 page 18 de votre rapport, le dernier 23 paragraphe du bas de la page qui continue 24 sur la page suivante. On est toujours 25 dans l'analyse de cession et revente de

Page 70	Page 72
1 capacité, à la sous-section 5.2 Pertinence 2 pour le Québec. 3 R. Oui. 4 Q.138 Et vous écrivez d'abord et je vous lis: 5 « De prime abord, il 6 faut souligner que la 7 motivation principale 8 de la FERC pour cette 9 modification ne trouve 10 pas application au 11 Québec parce que, 12 comme le Transporteur 13 l'a souligné à 14 plusieurs reprises, 15 les phénomènes de 16 congestion et de sous- 17 investissement, qui 18 sont des problèmes 19 majeurs aux États- 20 Unis, ne l'affectent 21 pas. » 22 R. Oui. 23 Q.139 Et je vous réfère également à votre 24 témoignage de mercredi dernier, volume 15 25 des notes sténographiques à la page 94.	1 congestion et l'espoir 2 pour la FERC 3 qu'augmenter les 4 transactions de marché 5 secondaire, la 6 capacité peut faire 7 avoir un effet 8 bénéfique par rapport 9 à la congestion. » 10 Alors, je comprends de votre témoignage 11 que la FERC prend donc cette mesure dans 12 l'espoir d'augmenter les transactions pour 13 que ça ait un effet bénéfique sur la 14 congestion. Et il est également question 15 d'investissement ou de problèmes de sous- 16 investissements aux États-Unis. Vous êtes 17 d'accord? 18 R. Mais j'ai cité à la page 16 de ma version, 19 je ne sais pas quelle page de la vôtre. 20 Q.141 Je vous demanderais de référer peut-être à 21 la même que moi que vous avez sous les 22 yeux. 23 R. Un instant, ça prend du temps. Page 17. 24 Alors, au paragraphe 810 de l'ordonnance 25 890, la FERC a écrit:
Page 71	Page 73
1 Page 94 au centre de la page vers la ligne 2 12, Monsieur Raphals, vous l'avez? 3 R. Hum-hum. 4 Q.140 Vous mentionnez: 5 « Encore revenons sur 6 le contexte côté 7 américain de 8 l'ordonnance 890 aux 9 paragraphe 809 et 810. 10 La FERC enlève le prix 11 plafond basé sur ces 12 deux constats. Un, 13 qu'un marché 14 concurrentiel existe 15 déjà. Et, 16 deuxièmement, qu'étant 17 donné que ce marché 18 concurrentiel existe, 19 le plafond n'est pas 20 un prix juste et 21 raisonnable. Et tout 22 ça est supporté, sous- 23 tend la préoccupation 24 des sous- 25 investissements, de	1 « Our decision to lift 2 the price caps for 3 capacity reassignments 4 by all transmission 5 customers is motivated 6 by growing concerns 7 regarding the decrease 8 in transmission 9 investment and the 10 corresponding increase 11 in congestion costs. » 12 Q.142 Voilà! 13 R. Alors, voilà! 14 Q.143 Alors, je comprends que vous êtes d'accord 15 que la FERC nous dit que les phénomènes de 16 congestion et de sous-investissement, en 17 fait vous êtes d'accord, vous, lorsque je 18 lis le paragraphe dans le bas de la page 19 que: 20 « Les phénomènes de 21 congestion et de sous- 22 investissement, sont 23 des problèmes majeurs 24 aux États-Unis. » 25 R. Oui

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 19 AVRIL 2011

VOLUME 20

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2	Page 4
R-3669-2008 19 AVRIL 2011 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE : Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS : Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale du Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureure de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) Me HÉLÈNE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	LISTE DES PIÈCES Page 1 2 3 4 C-6-98 : Curriculum vitae de monsieur 5 Richard St-Jean. 9 6 C-6-99 : Présentation de monsieur Richard 7 St-Jean. 9 8 C-6-100: Code d'éthique. 9 9 C-6-101: Summary of Expert Report of 10 Craig Roach Concerning the 11 Harmonization of ATC. 43 12 C-6-102: Justification des modifications 13 aux Tarifs et conditions - 14 dossier R-3549-2004, phase 2, 15 pièce HQT-5, Document 2. 65 16 C-6-103: Présentation PowerPoint de 17 monsieur Pascal Cormier 18 concernant la coordination des 19 ATC. 72 20 C-6-104: Présentation PowerPoint de 21 monsieur Pascal Cormier 22 concernant le processus de 23 planification. 116 24 C-6-105: Summary of the Expert Report of 25 Craig R. Roach Concerning the
Page 3	Page 5
TABLE DES MATIÈRES Page 1 2 3 4 LISTE DES PIÈCES 4 5 DÉCISIONS 6 6 PANEL EBM (suite) 7 Interrogés par Me Paule Hamelin 7 8 DÉCISIONS 102 9 PANEL EBM (suite) 10 Interrogés par Me Paule Hamelin 107 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25	Transmission Planning Process (Attachment K). 128 C-6-106: Présentation PowerPoint de monsieur William Marshall concernant Attachment K and Section 15.4. 160 C-6-107: Document intitulé Sommaire des modifications proposées. 163 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25

Page 158 1 system which would then lower the Tariff 2 and lower rates for Quebec customers. 3 That's the intention. And the obligation 4 is on Hydro-Quebec Corporation to provide 5 this through its Tariff. 6 Now, expanding it to say resources in 7 the Transmission Provider's Control Area 8 starts to become an issue because, you 9 know, it places Hydro-Quebec TransÉnergie 10 now in the middle, negotiating with third 11 parties whether they will redispatch or 12 what they will do in order to provide for 13 additional transmission. That makes 14 Hydro-Quebec TransÉnergie a market player, 15 okay. That's not the intent here at all. 16 It should be... the wording here 17 should go back to what FERC clearly 18 intended. It's about Hydro-Quebec 19 utilizing Hydro-Quebec resources to 20 provide for non-firm or for conditional- 21 firm transmission for third-party 22 customers. 23 So, in summary then, I would say on 24 the Attachment K planning process, an 25 open, coordinated process with all	Page 160 1 eu l'objection de ma consœur au niveau du tableau. 2 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 3 Je comprends que c'est sous réserve... la 4 présentation est déposée puis sous réserve de ce que 5 vous déciderez ça en fera ou non partie. 6 LE PRÉSIDENT : 7 Évidemment, oui. 8 PIECE C-6-106 : 9 Présentation PowerPoint de monsieur William Marshall 10 concernant Attachment K and Section 15.4. 11 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 12 J'aurais simplement une question peut-être pour ma 13 consœur pour éviter le débat de ce matin concernant 14 des documents auxquels monsieur Marshall a fait 15 référence. Si c'était possible de nous communiquer, 16 de retour au bureau en fin d'après-midi aujourd'hui, 17 à moins que ça... je veux dire, je ne l'ai pas vu 18 là, à la page 10, on réfère au « NPCC 2010 Maritimes 19 Area Comprehensive Review of Resource Adequacy ». 20 Je sais qu'il y a des annexes au rapport de monsieur 21 Marshall mais je veux juste m'assurer, si ce n'est 22 pas déjà communiqué, nous en fournir une copie et 23 nous indiquer où on peut retrouver cette référence? 24 Et également la décision récente à laquelle monsieur 25 Marshall a fait référence concernant Integrys, je
Page 159 1 stakeholders prior to regulatory review is 2 required. That lack of that type of 3 process is discriminatory to third 4 parties. That Hydro-Quebec arguments on 5 congestion and investment I don't think 6 are that valid; I think they're irrelevant 7 to the point. And the lack of a process, 8 you know, does not fulfil Hydro-Quebec's 9 reciprocity obligation. There is an 10 obligation to have an open process. But 11 furthermore, the Province of Quebec would 12 be better served with a more open, 13 coordinated planning process. 14 And on the issue of service subject 15 to redispatch or curtailment, section 16 15.4, I think it's a simple matter that 17 the obligation to serve is on Hydro- 18 Quebec; it's not other resources, it's 19 Hydro-Quebec resources. And the wording 20 should revert back to the FERC pro forma 21 words. 22 And I thank you. 23 Me PAULE HAMELIN : 24 Alors, Monsieur le Président, j'aimerais produire la 25 présentation sous C-6-106. Je comprends qu'il y a	Page 161 1 pense, qui est une décision d'il y a trois semaines, 2 si c'était possible de nous la communiquer? 3 Merci. 4 Me PAULE HAMELIN : 5 Vous savez qu'elle a trois semaines? 6 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 7 C'est monsieur Marshall qui a dit ça dans son 8 témoignage. 9 Me PAULE HAMELIN : 10 Ah, O.K. 11 LE PRÉSIDENT : 12 Il réfère. 13 Me PAULE HAMELIN : 14 Je n'avais pas entendu trois semaines dans son 15 témoignage. 16 Alors, oui, nous allons voir à transmettre 17 ces documents à ma consœur. 18 Me MARIE-CHRISTINE HIVON : 19 Et le cas échéant, j'aurai peut-être ou non des 20 représentations à faire. 21 LE PRÉSIDENT : 22 Très bien. 23 Me PAULE HAMELIN : 24 Alors, on tombe dans le varia. Monsieur le 25 Président. J'ai une question à poser à monsieur

Page 162	Page 164
1 Cormier sur cet aspect-là. Et j'ai un autre 2 document que j'aimerais produire, qui est juste une 3 explication de contexte dans le cadre du dossier du 4 Transporteur, dans le premier dossier tarifaire 5 3401-98, où on explique le contexte du... c'est 6 l'explication du contexte du premier dépôt de 7 l'OATT, parce que je vais vouloir y référer dans ma 8 plaidoirie alors je ne veux pas qu'on me dise que je 9 réfère à un document non produit. Alors, pour fins 10 de... pour s'assurer, même si ce dossier, cette 11 information, elle est publique, je pense qu'on va 12 être en mesure de compléter le tout. 13 14H55 14 Et là je m'excuse, on a copié à peu près 15 comme toute la section, mais c'était vraiment la 16 première page sur le contexte qui était pertinente 17 pour les fins du présent dossier. Et 18 essentiellement, les deux premiers paragraphes qui 19 étaient pertinents. Alors, vous avez peut-être trop 20 de papiers pour rien. 21 LE PRÉSIDENT : 22 Vous réferez à la page 2 de 14? 23 Me PAULE HAMELIN : 24 Oui, tout à fait. 25 LE PRÉSIDENT :	1 capacité. Alors, si vous pouvez éclairer 2 juste la Régie sur certains commentaires 3 au niveau de ce sujet-là. 4 M. PASCAL CORMIER : 5 R. Oui. Concernant la présentation qui a été 6 faite en octobre passé, thème numéro 6 7 Cession ou revente de capacité - Sommaire 8 des éléments principaux. J'aimerais 9 mentionner que c'est une modification qui 10 est directement liée à la FERC 890. En 11 principe, on est en accord avec le 12 fondement en arrière d'une telle 13 modification. 14 A tout le moins, on aimerait juste 15 souligner le fait que, contrairement à la 16 situation qui se produit aux États-Unis, 17 je ne dirai pas c'est mon opinion, là, 18 c'est ma compréhension que la situation 19 concurrentielle au Québec est assez 20 différente. C'est-à-dire on se retrouve 21 dans une situation où est-ce qu'il y a un 22 joueur qui possède une grande partie de la 23 capacité de transport en exportation pour 24 sortir du Québec, c'est HQP. C'est des 25 faits, c'est connu sur OASIS. On parle
Page 163	Page 165
1 Et seulement les deux premiers paragraphes, vous 2 dites? 3 Me PAULE HAMELIN : 4 En fait, oui, c'est ça. Puis j'avais donné une 5 instruction de faire photocopier juste les trois 6 premières pages, mais on m'en a donné plus. 7 Me ÉRIC DUNBERRY : 8 Monsieur le Président, si vous me permettez, on 9 prendra connaissance du document. Il est 2 h 55, 10 peut-être vous faire part de notre position demain 11 sur ça. Je vais en prendre connaissance ce soir et 12 on n'aura peut-être aucune difficulté ou 13 représentation à faire. 14 LE PRÉSIDENT : 15 A l'heure où on est rendu, pas de problème, 16 évidemment. 17 Me PAULE HAMELIN : 18 Ça me va. Alors, ce serait C-6-107. 19 PIECE C-6-107 : 20 Document intitulé Sommaire des modifications 21 proposées. 22 Me PAULE HAMELIN : 23 Q.32 Alors, Monsieur Cormier, vous aviez des 24 commentaires à formuler sur un sujet qui 25 était la question de la revente de	1 des réservations de 35 ans pour 1200 2 mégawatts et une interconnexion, 35 ans à 3 une autre interconnexion et 50 ans sur 4 l'Ontario par exemple, et 300 mégawatts 5 pour l'Ontario. Le Nouveau-Brunswick, 6 désolé. 7 Donc, j'aimerais juste faire cette 8 note-là. Puis quand j'ai lu la décision 9 de la FERC sous-jacente à cette 10 modification-là, c'est la docket RM102200, 11 numéro 739. On y mentionne qu'à l'époque 12 dans le temps du 888, à la section 3, je 13 vais vous le lire: 14 « With respect with 15 the appropriate rate 16 for transmission 17 capacity reassignment, 18 the Commission 19 concludes it could not 20 permit reassignment at 21 market-based rate 22 because it was unable 23 to determine that the 24 market for 25 reassignment

Page 166

1 transmission capacity
2 was sufficiently
3 competitive so that
4 reseller would not be
5 able to exort market
6 power. »
7 Évidemment, c'est une mise en contexte.
8 Il faut lire le document au complet puis
9 je ne le ferai pas après-midi. Mais mon
10 seul commentaire c'est il faut avoir en
11 tête le niveau de compétition qu'il y a...
12 le niveau de joueurs ou la dominance de
13 marché d'un seul joueur sur le marché. Si
14 on donne, on enlève le prix plafond, ça
15 donne pratiquement une position de
16 dominance de marché à un seul joueur.
17 Si jamais dans le futur, dans cinq
18 ans les basis, les différentiels de prix
19 entre, par exemple l'Ontario et Nouvelle-
20 Angleterre, deviennent astronomiques, très
21 importants, décidément il y a un joueur
22 qui va posséder une grande partie de la
23 capacité pour se rendre là.
24 Donc, évidemment, Brookfield possède
25 du transport. On n'aura pas un intérêt

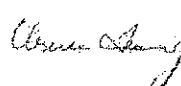
Page 167

1 direct à dire non on ne veut pas poser le
2 cap. Sauf qu'il faut que ce soit dans un
3 mode, dans un contexte de compétition
4 comme l'esprit de la FERC, enfin ma
5 compréhension de la décision de la FERC en
6 arrière de ça.
7 Ça complète mon témoignage.
8 Q.33 Alors, je vous remercie. Sous réserve de
9 déposer le document, ça compléterait la
10 preuve de EBM.
11 LE PRÉSIDENT :
12 Alors merci. Nous allons ajourner pour aujourd'hui
13 et reprendre demain à 9 h 00.
14 AJOURNEMENT AU 20 AVRIL 2011 A 9H00.
15 -----
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25

Page 168

1 Je, soussignée, DENISE TURCOT, sténographe
2 officielle bilingue, certifie sous mon serment
3 d'office que les pages qui précèdent sont et
4 contiennent la transcription fidèle et exacte de mes
5 notes, le tout conformément à la loi.
6

7 Et j'ai signé,

8 
9 Digitally signed by Denise Turcot
10 DN: cn=Denise Turcot, o=H.S.O./
11 oct,
12 email=steno@deniseturcot.com,
13 c=CA
14 Date: 2011.04.19 21:23:54 -04'00'

15 DENISE TURCOT
16 Sténographe officielle bilingue
17
18
19
20
21
22
23
24
25

HYDRO-QUÉBEC
11 MAI 2011

23
REQUÊTE
R-3669-2008 - PHASE 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

COPIE

DEMANDE RELATIVE A LA MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC A COMPTER DU 1ER JANVIER 2009

DOSSIER : R-3669-2008

RÉGISSEURS : M. RICHARD CARRIER, président
Mme LUCIE GERVAIS
M. JEAN-FRANÇOIS VIAU

AUDIENCE DU 11 MAI 2011

VOLUME 29

DENISE TURCOT
sténographe officielle

Page 2 R-3669-2008 11 MAI 2011 COMPARUTIONS Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE, procureur de la Régie REQUÉRANTE: Me ÉRIC DUNBERRY et Me MARIE-CHRISTINE HIVON et Me LAURENCE GÉVRY-FORTIER, procureurs de Hydro-Québec Transporteur (HQT) INTERVENANTS : Me DENIS FALARDEAU, procureur de Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) Me PAULE HAMELIN, procureure de Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) Me GENEVIEVE PAQUET, procureurs de Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) Me ANDRÉ TURMEL et Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS, procureurs de Newfoundland Labrador Hydro (NLH) Me LOUISE CADIEUX, procureure de Ontario Power Generation Me ANNIE GARIEPY, procureure de Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) Me DOMINIQUE NEUMAN, procureur de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SE-AQLPA) Me HELENE SICARD, procureure de Union des consommateurs (UC) Me JEAN-FRANÇOIS GIRARD, procureur de Union des municipalités du Québec (UMQ)	Page 4 LISTE DES ENGAGEMENTS Page 1 2 3 4 #17 : Fournir une version révisée de 5 la présentation PowerPoint de 6 monsieur St-Jean donnant effet à 7 la décision de la Régie et 8 retirant le second paragraphe de 9 la page 13 et la page 14. 82 10 #18 : Vérifier et informer quelle 11 était l'importance des trois 12 déficits interceptés à hauteur 13 de 75 mégawatts. 105 14 #19 : Vérifier si le journal de 15 travail des opérateurs contient 16 le même type d'informations 17 concernant les bandes 2 que 18 celles fournies pour les bandes 19 3. 130 20 #20 : Retrouver les 90 bâtonnets 21 manquants et fournir des 22 tableaux révisés tenant compte 23 de l'ensemble des occurrences 24 pour les écarts de niveau bande 25 3. 143
Page 3 TABLE DES MATIERES Page 1 2 3 4 LISTE DES ENGAGEMENTS 4 5 LISTE DES PIÈCES 6 6 PANEL EBM 7 PASCAL CORMIER 8 RICHARD ST-JEAN 9 CRAIG ROACH 10 WILLIAM MARSHALL 11 Contre-interrogés par Me M.-C. Hivon 8 12 Contre-interrogés par Me Eric Dunberry 78 13 Interrogés par Me Jean-François Ouimette ... 168 14 Réinterrogés par Me Paule Hamelin 184 15 Contre-interrogés par Me M.-C. Hivon 244 16 17 ----- 18 19 20 21 22 23 24 25	Page 5 1 #21 : Communiquer les données horaires 2 requises pour identifier et 3 étudier les écarts horaires, en 4 surplus ou en déficit, survenus 5 en 2009 et en 2010, y compris, 6 mais non limitativement les 7 données qui ont été retenues 8 pour préparer les graphiques 9 présentés aux pages 4, 5, 9, 10, 10 11 et 12 de la présentation 11 PowerPoint de monsieur St-Jean, 12 dans un format électronique 13 traitable. 151 14 15 ----- 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25

Page 162

1 Mais tout ça pour dire qu'on est d'accord
2 avec le principe. Je vais m'asseoir avec ma
3 consoeur et on verra à faire les aménagements au
4 texte habituel pour s'assurer... mais je pense que
5 sur l'idée, sur le fond, il n'y a pas de désaccord,
6 c'est juste qu'on s'entende que ça puisse être fait
7 de façon utile et efficace, donc qu'on ait accès,
8 qu'on ait une copie puis qu'on puisse s'en servir
9 finalement.

10 Me PAULE HAMELIN :

11 Je n'ai pas de problème avec l'utilisation du
12 document. C'est effectivement ce que l'on a
13 discuté.

14 Maintenant, pour les autres modalités,
15 entre autres modalités d'usage, je pensais que,
16 entre autres, l'utilisation dans le cadre de ce
17 dossier-ci, avec les notions de on a need-to-know
18 basis, par exemple, ceux qui sont relativement à ce
19 dossier-ci pourront les... alors, c'est ces genres
20 de modalités là aussi que j'avais en tête quand on
21 parle d'entente de confidentialité. Mais quant à
22 l'utilisation de ces données-là, c'est effectivement
23 la... mon confrère a bien résumé la position.

24 Me ÉRIC DUNBERRY :

25 Alors, Monsieur le Président, tout ça pour dire que

Page 163

1 maître Hamelin et moi allons prendre quelques
2 minutes, peut-être demain, pour convenir de
3 modalités acceptables de part et d'autre. On va
4 pouvoir simplement écrire à la Régie pour confirmer
5 qu'il y a eu entente. Je ne m'attends à aucune
6 difficulté de ce côté-là. Et simplement, on
7 conviendra entre nous de modalités acceptables de
8 part et d'autre.

9 Pour la question du journal, je pourrai
10 également écrire à la Régie et aviser ma consoeur de
11 notre position après avoir entendu les commentaires
12 de monsieur St-Jean, et confirmer le tout à la Régie
13 au plus tard demain sur le retrait de la demande si
14 ce que j'entends se confirme effectivement.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Alors très bien. La Régie comprend qu'elle sera
17 informée des modalités qui seront convenues puis
18 elles seront soumises à la Régie. La Régie, au
19 besoin, si elle a des...

20 Me ÉRIC DUNBERRY :

21 On vous tiendra au courant.

22 LE PRÉSIDENT :

23 Si elle avait des besoins, elle les exprimera
24 également.

25 Me PAULE HAMELIN :

Page 164

1 La seule chose que je voudrais rajouter c'est que
2 naturellement l'objectif c'est de pouvoir essayer de
3 finir la preuve d'EBMI aujourd'hui. Alors,
4 j'aimerais ça avoir... en tout cas, c'est juste que
5 je ne veux pas qu'on utilise la question du débat
6 sur les journaux des opérateurs pour faire en sorte
7 que j'aie comme tous mes gens à ramener ici. Alors,
8 je mets juste ce caveat.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Sur cette question-là, nous allons écouter la
11 réponse complémentaire de monsieur St-Jean.

12 Me ÉRIC DUNBERRY :

13 Q.215 Alors, Monsieur St-Jean, la réponse à
14 laquelle... en fait, la question à
15 laquelle je vous dirige c'est celle qui
16 était visée par un des engagements, à
17 savoir si, à votre avis, les contenus du
18 journal pour les écarts de bandes 2
19 étaient pertinents et pouvaient être
20 utilisés aux mêmes fins que les journaux
21 qui ont été utilisés pour les écarts de
22 bandes 3?

23 M. RICHARD ST-JEAN :

24 R. D'accord. Il faut comprendre que les
25 événements qui génèrent une écriture dans

Page 165

1 le journal des opérateurs sont surtout des
2 événements qui obligent une communication
3 avec des tiers, que ce soit EBMI ou que ce
4 soit le CCME. Les écarts de bandes 2 sont
5 relativement mineurs dans la gestion du
6 réseau et souvent ne généreront pas
7 d'appels ou de contacts téléphoniques avec
8 le CCME et ne seront pas notés de façon
9 systématique. Ça fait qu'on ne sera pas
10 capable de les retracer, de retracer tous
11 les écarts de la bande 2. Et puis le
12 nombre devrait être relativement petit si
13 on réussit à en retracer.

14 Ça fait que je ne pense pas que ce
15 soit pertinent de faire cette recherche-là
16 étant donné qu'il y a quand même un nombre
17 assez impressionnant de ces écarts-là. Le
18 logiciel dont on se sert ne permet pas de
19 recherche facile pour ça. Ce serait un
20 travail de longue haleine.

21 Q.216 Maintenant, j'ai également compris que
22 vous aviez retrouvé certains bâtonnets, ou
23 peut-être la totalité des bâtonnets
24 absents. Est-ce que vous pourriez nous
25 indiquer où on les retrouve?

Page 166	Page 168
1 R. Oui, j'ai trouvé l'explication. Bien, 2 dans le fond, le travail qu'on a fait ça a 3 été assez rapide mais on a quand même 4 consulté les 17 600 quelque données, ou 5 518 données. Ce qui est arrivé c'est 6 qu'on a divisé le travail entre 7 différentes personnes et puis les 8 personnes ont eu des instructions 9 différentes. 10 Une des personnes a fait les 11 graphiques de la page 6 et le commentaire 12 est juste, c'est-à-dire qu'il y a 304 13 occurrences pour des écarts supérieurs aux 14 10 mégawatts, ou au moins 10 mégawatts en 15 surplus ou en déficit. Les graphiques des 16 pages 9, 10, 11 et 12, les titres auraient 17 dû être « Déficit » ou « Surplus » 18 dépendant si on est à la page 9 et 11 ou 19 bien non à la page 10 et 12, donc 20 « Déficit involontaires 2009 », écart le 21 plus grand de moins 10 mégawatts ou de 22 7,5%. 23 Donc, la définition du 7,5% avait été 24 prise en compte dans l'établissement de 25 ces graphiques-là. Ce qui veut dire que	1 conversation qu'on a eue avec monsieur 2 Cormier où on avait montré cette 3 définition-là du 7,5%. Après ça, la 4 deuxième personne qui a fait l'autre 5 analyse n'a pas eu cette nuance-là dans 6 son analyse. Donc, ça explique. 7 On a tous un emploi du temps assez 8 chargé, ça fait que quand ces demandes-là 9 ponctuelles arrivent, il faut... disons 10 qu'on travaille assez fort pour être sûr 11 que ça arrive. Mais des fois des petites 12 erreurs comme ça se glissent. 13 Q.220 Merci. 14 Me ÉRIC DUNBERRY : 15 Monsieur le Président, ça... alors ça complète. 16 LE PRÉSIDENT : 17 Alors très bien. 18 Pour la Régie, Maître Ouimette? 19 INTERROGÉS PAR Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE : 20 Je pense, Monsieur le Président, que je suis un peu 21 trop discret, on a tendance à m'oublier. 22 Non, je n'en aurai pas pour très 23 longtemps. 24 Q.221 Ma première question va s'adresser à 25 monsieur Cormier.
Page 167	Page 169
1 quand on a une transaction de 200 2 mégawatts, par exemple, on va prendre un 3 écart de 15 mégawatts pour produire le 4 graphique et non pas l'écart du 10 5 mégawatts, comme on avait pris pour 6 compter les 304 occurrences. Ça fait que, 7 en ayant ce critère-là du plus grand de, 8 on élimine les, bon, en fait, les 90 9 bâtonnets manquants, surtout dans cette 10 tranche-là. 11 Q.217 Alors, les 90 bâtonnets manquants sont 12 tous des bâtonnets pour des écarts 13 supérieurs à 10 mégawatts, mais inférieurs 14 à 7,5% de la valeur transigée? 15 R. C'est exactement ça, oui. 16 Q.218 Et ça, ça permet de réconcilier l'ensemble 17 des données pour l'ensemble des tableaux, 18 c'est-à-dire tant pour les surplus que 19 pour les déficits pour les années 2009 et 20 2010? 21 R. On réussit à se réconcilier au chiffre de 22 304, exactement. 23 Q.219 Et le 7,5%, vous l'avez retenu parce qu'il 24 s'agissait du seuil... 25 R. C'est au début, je pense, la première	1 Ma première question concerne le 2 thème 6 « Cession et revente de 3 capacité ». Aux fins de ma question, je 4 vais vous référer à deux documents. Dans 5 un premier temps, le mémoire qui a été 6 produit sous la cote C-6.29, aux pages 8 7 et 9. 8 M. PASCAL CORMIER : 9 R. Je n'ai pas la cote avec moi avec le 10 document, c'est le document de Brookfield 11 du 10 juin 2009? 12 Q.222 10 juin 2009, oui. Donc, à la page 8, 13 section 4 « Cession ou revente de 14 capacité », vous l'avez? 15 R. Oui. 16 Q.223 Et les notes sténographiques du 19 avril 17 2011, volume 20. 18 R. Je les ai. 19 Q.224 Aux pages 164 et suivantes, votre 20 témoignage sur le sujet se poursuit 21 jusqu'à la page 167. 22 Alors, dans un premier temps, dans le 23 mémoire d'EBM, à la section 4, vous 24 abordez la question de la proposition du 25 Transporteur sur l'article 23.1 au 3 et

Page 170		Page 172	
1	vous posez certaines questions	1	« En principe, on est
2	relativement à cette proposition. Et je	2	d'accord avec le
3	veux vous amener plus particulièrement au	3	fondement en arrière
4	dernier paragraphe où vous faites une...	4	d'une telle
5	ce que je pourrais peut-être appeler une	5	modification. »
6	mise en garde. Vous indiquez que, et je	6	Plus loin, à la ligne 20, vous dites:
7	vais vous citer:	7	« ... on se retrouve
8	« Dans le contexte où	8	dans une situation où
9	le Transporteur	9	est-ce qu'il y a un
10	propose que cet	10	joueur qui possède une
11	article puisse	11	grande partie de la
12	s'appliquer à ses	12	capacité de transport
13	entités affiliées... »	13	en exportation pour
14	R. Excusez-moi...	14	sortir du Québec,
15	Q.225 Oui?	15	c'est HQP. »
16	R. ...juste... vous êtes dans les notes	16	Et je vais sauter la page 165, je pourrai
17	sténo?	17	peut-être vous laisser le temps, si vous
18	Q.226 Non, non, je suis dans votre mémoire, là	18	voulez par la suite de la lire, mais aux
19	je suis à la page... en fait, la page 9,	19	fin de ma question je pense que cette
20	le paragraphe qui précède la section 5.	20	page-là n'est pas pertinente. Et je vais
21	R. Qui commence par « L'on comprend », O.K.	21	vous amener à 166 où en fait vous avez un
22	Q.227 Oui. Et j'étais au milieu du paragraphe,	22	commentaire qui rejoint le commentaire
23	je vais reprendre la citation:	23	fait dans votre mémoire, à la ligne 9, où
24	« Dans le contexte où	24	vous dites:
25	le Transporteur	25	« Mais mon seul
Page 171		Page 173	
1	propose que cet	1	commentaire c'est il
2	article puisse	2	faut avoir en tête le
3	s'appliquer à ses	3	niveau de compétition
4	entités affiliées,	4	qu'il y a... le niveau
5	nous estimons que cela	5	de joueurs ou la
6	risque de créer des	6	dominance de marché
7	situations	7	d'un seul joueur sur
8	potentielles de	8	le marché. »
9	discrimination. Il y	9	Et plus loin vous dites:
10	a lieu de revoir la	10	« Si [...] on enlève
11	portée des	11	le prix plafond, ça
12	modifications	12	donne pratiquement une
13	proposées à la lumière	13	position de dominance
14	de la situation	14	de marché à un seul
15	particulière du	15	joueur. »
16	Transporteur et de ses	16	Et lorsque j'ai pris connaissance de ces
17	entités affiliées. »	17	documents-là, Monsieur Cormier, je n'ai
18	C'est la conclusion que vous amenez dans	18	pas vu de position claire de la part
19	votre mémoire. Maintenant, je vais vous	19	d'EBMI sur la proposition du Transporteur.
20	amener à votre témoignage et je vais peut-	20	Alors, j'aimerais vous demander si
21	être vous souligner les passages qui me	21	EBMI est en mesure d'indiquer à la Régie
22	semblent les plus pertinents, je ne vais	22	si elle est en accord ou non avec la
23	pas relire les quatre pages. Je vais vous	23	proposition du Transporteur concernant la
24	amener à la ligne 9... plutôt la ligne 10	24	levée du prix plafond pour la période
25	de la page 164 où vous dites:	25	expérimentale proposée?

Page 174

1 R. O.K., oui. Je comprends bien votre
2 question, juste une remise en contexte.
3 Le rapport a été écrit en juin 2009.
4 Quand on a écrit ce rapport-là, bien,
5 c'est mon équipe, il y a moi, il y a des
6 avocats qui ont participé, il y a Michel
7 Soucy qui était là aussi, on a pris en
8 considération ce qu'il y avait dans la
9 FERC. Puis il y avait des considérations
10 dans ça qu'on a relevées.
11 Toutefois, lors de la présentation de
12 madame Lalande en octobre je crois, 2010,
13 il a été mention de la décision 739, Order
14 739, qui a soulevé un questionnement chez
15 nous sur la notion de compétitivité.
16 Dans le rapport 2009, je reviens,
17 c'est plus sur la notion de transactions
18 entre affiliés, qui est encadrée, je le
19 comprends bien par la séparation
20 fonctionnelle qu'il y a au Québec. C'est
21 toujours toutefois une préoccupation pour
22 nous cette séparation fonctionnelle là, il
23 faut qu'elle soit bien... on veut
24 s'assurer qu'elle soit toujours bien
25 encadrée, c'est tout.

Page 175

1 Mais toutefois, en octobre 2009...
2 2010, excusez-moi, c'est après la
3 présentation de madame Lalande, j'ai fait
4 les recherches appropriées dans l'Order
5 739. J'ai été voir les paragraphes qui
6 ont été mentionnés dans la présentation de
7 madame Lalande. Évidemment, j'ai lu les
8 paragraphes avant et après, j'ai tout lu
9 l'Order. Puis pour répondre à votre
10 question, compte tenu de ce que j'ai lu,
11 compte tenu du fait qu'il y a un joueur
12 qui possède du transport ferme pour des
13 périodes extrêmement longues, nous, on
14 fait des réservations deux ans avec droit
15 de renouvellement, on parle de 35 ans, 50
16 ans pour la ligne Ontario, notre
17 recommandation ce serait de ne pas
18 appliquer le prix... de ne pas enlever le
19 prix plafond parce que, clairement, il y a
20 un joueur qui possède sur le marché
21 secondaire une grande partie du produit,
22 là, qui est du transport sur le marché
23 secondaire. Est-ce que ça répond à votre
24 question?
25 13H37

Page 176

1 Q.228 Oui. On va revenir sur la question du
2 joueur peut-être qui est, selon vous,
3 dominant dans le marché un peu plus tard,
4 là. Mais je comprends que, vous, la
5 position d'EBM, ce serait de refuser la
6 proposition du Transporteur?
7 R. Compte tenu du contexte compétitif qu'on a
8 en ce moment, oui. Comme je vous disais,
9 on n'est pas contre le principe, s'il y
10 avait la même situation qu'il y a dans
11 certains marchés américains où est-ce
12 qu'il y a plus qu'un joueur qui possède du
13 transport ferme sur le marché secondaire,
14 nous, on aurait tout intérêt à participer
15 à ça aussi. On en possède du transport
16 ferme.
17 Q.229 Et j'allais vous référer justement à votre
18 témoignage et je pense que vous avez fait
19 référence à cet aspect-là. Fin de la page
20 166 et début 167, vous dites:
21 « Donc, évidemment,
22 Brookfield possède du
23 transport. On n'aura
24 pas un intérêt direct
25 à dire non on ne veut

Page 177

1 pas poser le cap. »
2 J'essayais de comprendre dans le contexte
3 de la réponse que vous m'avez donnée,
4 comment je dois interpréter ce que vous
5 nous avez dit là à ce moment-là, là?
6 R. Si c'est un marché compétitif, on pourrait
7 participer à la vente. C'est vraiment
8 une... c'est là l'équilibre offre/demande
9 qui détermine le prix du transport ferme
10 sur le marché secondaire. C'est ce qu'on
11 fait partout où est-ce qu'on transige. A
12 New York et en Ontario on travaille sur...
13 on transige sur des marchés ouverts avec
14 plusieurs joueurs sur des bourses, là, qui
15 par construction sont composées d'une
16 multitude de joueurs.
17 Là, on ferait face à un compétiteur
18 qui possède une grande capacité de
19 transport, donc c'est à ce niveau-là qu'on
20 juge que dans cette position peu
21 compétitive, il y aurait clairement une
22 position dominante pour - j'ai les termes
23 anglais, excusez-moi - pour fixer le prix,
24 par exemple, entre le transport entre
25 l'Ontario puis la Nouvelle-Angleterre si

Page 178

Page 180

1 jamais dans cinq ans le différentiel de
2 prix est tellement important, qui est
3 beaucoup plus important que le coût de
4 transport réglementé, mettons 8 \$.
5 Alors, un joueur qui possède
6 l'ensemble de la capacité pourrait dire:
7 Bien, moi, je vais te vendre ce transport-
8 là à... mettons que le basis de prix est
9 à, pour garder ça simple, à 16 \$, je vais
10 le vendre à 15 \$. Il reste une... la
11 rente économique, là, de 8 \$, c'est la
12 notion même d'un monopole, là, va dans la
13 poche du monopoleur.
14 Q.230 Puis, à ce moment-là, compte tenu de cette
15 situation-là, la solution, en fait..
16 j'allais vous poser la question sur
17 cette... la question de dominance d'un
18 seul joueur, est-ce que vous auriez des
19 suggestions pour contourner ce problème-
20 là?
21 Mais, en fait, ce que je comprends de
22 votre témoignage, c'est que vous nous
23 proposez finalement de ne pas lever le
24 prix plafond puis ça réglerait le problème
25 jusqu'à un certain point?

1 moment au Québec.
2 Q.233 Alors, ça va pour cette question. Je vous
3 remercie, Monsieur Cormier.
4 La prochaine question va s'adresser à
5 monsieur Marshall. Je vais vous inviter à
6 prendre votre présentation qui a été cotée
7 sous la pièce C-6.96.
8 M. WILLIAM MARSHALL :
9 R. Yes, I have it.
10 Q.234 Et également le témoignage que vous avez
11 livré le 18 avril 2011, donc les notes
12 sténographiques, volume 19.
13 R. Yes, I have it.
14 Q.235 O.K. Et je vais vous amener immédiatement
15 à la page 109 de ce volume.
16 R. Yes.
17 Q.236 Alors, dans votre présentation à la page
18 10, à la section que vous appelez
19 Unacceptable Points, vous indiquez qu'un
20 des points qui, selon vous, est
21 inacceptable est le fait que la
22 proposition du Transporteur comprend des
23 prix différents, donc un prix incrémental
24 et décremental différent pour une même
25 heure. C'est ce que je comprends de votre

Page 179

Page 181

1 R. Effectivement, à moins d'attendre 35 ou 50
2 ans pour... pour avoir du transport ferme
3 encore mais il faut tenir en compte des
4 droits de renouvellement, bien sûr.
5 Q.231 Je vais tout de même vous référer,
6 Monsieur Cormier, à la présentation du
7 Transporteur sur le thème 6 qui a été
8 cotée sous la pièce B-164. Je pense que
9 vous l'avez, Monsieur Cormier?
10 R. J'ai la présentation.
11 Q.232 Vous l'avez? O.K. Donc, c'est la
12 présentation sur le thème 6 à la page 4 où
13 Hydro-Québec Transport illustre, si on
14 veut, certains éléments pour illustrer
15 l'utilité des modifications proposées et
16 je vais vous amener plus particulièrement
17 au point B qui est l'Élimination du prix
18 plafond stimule les marchés secondaires.
19 Est-ce que je peux présumer de votre
20 réponse ou de vos réponses que vous n'êtes
21 pas tout à fait d'accord avec cette
22 affirmation-là?
23 R. Effectivement, ce n'est pas un marché
24 liquide, là. On parle de trois joueurs
25 qui possèdent du transport ferme en ce

1 position?
2 Et lors de votre témoignage à la page
3 109, vous revenez avec cette question-là
4 et vous indiquez que, selon vous, il
5 est... cette proposition est inconsistent
6 avec les ordonnances de la FERC.
7 Alors, j'aimerais peut-être, Monsieur
8 Marshall, que vous élaboriez davantage sur
9 le fait que selon vous la proposition du
10 Transporteur est inconsistent avec les
11 ordonnances de la FERC.
12 R. Well, the FERC Order came out, I believe
13 it's in 890-A, defining incremental cost,
14 incremental and decremental cost as the
15 cost of the last 10 megawatts dispatched
16 for any purpose. And that that last 10
17 megawatts dispatched for any purpose
18 represents both the incremental and
19 decremental cost and would be one single
20 cost used to settle deviations both long
21 and short on schedules. That's my
22 understanding.
23 Q.237 Alors, je vous remercie. C'était la seule
24 précision que nous avions sur cette
25 question.

Page 182	Page 184
1 Maintenant, Monsieur Roach, également 2 une question de précision. Je vais vous 3 référer dans un premier temps à votre 4 présentation qui a été cotée sous la pièce 5 C-6.105 à la page 3. 6 M. CRAIG ROACH : 7 R. Okay. 8 Q.238 Également, le rapport que vous avez déposé 9 et produit sous la cote C-6.56 au 10 paragraphe 80. 11 R. Okay, I have it. 12 Q.239 Alors, dans votre présentation, vous 13 indiquez au deuxième paragraphe de la page 14 3 que, au minimum, selon vous, la 15 proposition du Transporteur devrait 16 inclure une description du processus et 17 justifier en quoi les neuf principes sont 18 respectés. Ainsi, un appendice K aurait 19 dû être déposé. 20 R. Correct. 21 Q.240 C'est ce que vous dites? Et, à votre 22 rapport à la page... pas la page... bien 23 oui, la page 40 mais le paragraphe 80, 24 vous faites référence à un extrait de 25 l'ordonnance 890-A que vous résumez en	1 to and you have the link correct precisely 2 on target. 3 Q.243 Alors, ça termine pour moi. C'était la 4 seule clarification que j'avais pour 5 monsieur Marshall. 6 LE PRÉSIDENT : 7 Merci, Maître Ouimette. Alors, ceci termine les 8 questions de la Régie pour le panel. Maître 9 Hamelin? 10 RÉINTERROGÉS PAR Me PAULE HAMELIN : 11 Alors, tout d'abord, avant de poser certaines 12 questions, je voulais juste revenir sur le dépôt 13 hier de l'article 824 j) du Code. Ainsi, je voulais 14 indiquer à la Régie que nous ferons les 15 représentations lors de nos argumentations sur la 16 pertinence de l'article 211-A, la codification, et 17 caetera. Alors, je voulais indiquer à la Régie que 18 ce n'est pas lettre morte. Nous avons l'intention 19 d'y revenir en plaidoirie. 20 Q.244 Alors, tout d'abord sur les annexes 4 et 5 21 et ma question va... mes questions vont 22 s'adresser à monsieur Cormier et à 23 monsieur St-Jean. 24 Dans le cadre du contre- 25 interrogatoire de HQT, il a été fait
Page 183	Page 185
1 mentionnant que, selon la FERC, le texte 2 de l'article 2.2 concernant la durée du 3 contrat éligible au droit de 4 renouvellement, donc passant d'un an à 5 cinq ans, ne peut être modifiée que si le 6 Transporteur inclut, de manière 7 satisfaisante, un appendice K à son tarif. 8 R. That's correct. 9 Q.241 Ma traduction est bonne? Oui? Alors, la 10 question que j'ai pour vous ici c'est de 11 savoir est-ce qu'il s'agit de votre 12 position dans le présent dossier, c'est-à- 13 dire que tant que le texte des Tarifs et 14 conditions ne contient pas d'appendice K, 15 à ce moment-là, la réforme de l'article 16 2.2 au niveau de la durée du contrat ne 17 devrait pas être implantée. Est-ce que je 18 comprends bien la portée de votre 19 témoignage? 20 R. That's correct. 21 Q.242 Donc, tant qu'une appendice K n'est pas 22 incluse dans les Tarifs et conditions, 23 pour vous, il n'y aurait pas lieu de 24 procéder à la réforme de 2.2, c'est ça? 25 R. That's correct. FERC is the party linked	1 référence à la notice annuelle d'Énergie 2 renouvelable Brookfield; c'est la pièce B- 3 209. Alors, j'aimerais vous référer... 4 avant de sortir... vous pouvez sortir la 5 pièce B-209 mais le passage est repris 6 dans les notes sténographiques du 20 avril 7 à la page... ça commence à la page 199. 8 Alors, c'est le volume 21, audience du 20 9 avril 2011. 10 M. PASCAL CORMIER : 11 R. On y est. 12 Q.245 Les questions sur la notice annuelle 13 commencent à la page... en fait, il y en 14 avait eu d'autres mais la citation qui 15 m'intéresse plus particulièrement se 16 retrouve à la page 200. 17 Alors, donc, on référerait à la notice 18 annuelle et vous pouvez voir à partir de 19 la question 349, maître Dunberry référerait 20 au passage suivant de la notice annuelle 21 et je vais premièrement reprendre la 22 première... la première phrase: 23 « Énergie renouvelable 24 Brookfield conclut des 25 contrats matériels et

132 FERC ¶ 61,238
UNITED STATES OF AMERICA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION

18 CFR Part 35

[Docket No. RM10-22-000; Order No. 739]

Promoting a Competitive Market for Capacity Reassignment

(Issued September 20, 2010)

AGENCY: Federal Energy Regulatory Commission.

ACTION: Final Rule.

SUMMARY: The Federal Energy Regulatory Commission lifts the price cap for all electric transmission customers reassigning transmission capacity based on the Commission's experience to date and a two-year study, released April 15, 2010. The removal of the price cap is intended to help facilitate the development of a market for electric transmission capacity reassignments as a competitive alternative to transmission capacity acquired directly from the transmission owner.

EFFECTIVE DATE: This rule will become effective upon publication in the *Federal Register* or at 12:00 a.m. on October 1, 2010 whichever is sooner.

FOR FURTHER INFORMATION CONTACT:

Laurel Hyde (Technical Information)
Office of Energy Market Regulation
Federal Energy Regulatory Commission
888 First Street, NE
Washington, DC 20426
(202) 502-8146

A. Cory Lankford (Legal Information)
Office of the General Counsel
Federal Energy Regulatory Commission
888 First Street, NE
Washington, DC 20426
(202) 502-6711

SUPPLEMENTARY INFORMATION:

132 FERC ¶ 61,238
UNITED STATES OF AMERICA
FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION

Before Commissioners: Jon Wellinohoff, Chairman;
Marc Spitzer, Philip D. Moeller,
John R. Norris, and Cheryl A. LaFleur.

Promoting a Competitive Market for Capacity
Reassignment

Docket No. RM10-22-000

ORDER NO. 739

FINAL RULE

(Issued September 20, 2010)

	<u>Paragraph Numbers</u>
I. Background.....	<u>2.</u>
II. Discussion	<u>15.</u>
A. Removal of the Price Cap	<u>15.</u>
1. Comments	<u>15.</u>
2. Commission Determination.....	<u>25.</u>
a. Removal of the Price Cap.....	<u>25.</u>
b. Implementation of the Requirement.....	<u>37.</u>
B. Non-Rate Reforms to Promote Secondary Market	<u>39.</u>
1. NOPR Proposal.....	<u>39.</u>
2. Comments	<u>40.</u>
3. Commission Determination.....	<u>43.</u>
III. Information Collection Statement.....	<u>44.</u>
IV. Environmental Analysis	<u>48.</u>
V. Regulatory Flexibility Act.....	<u>49.</u>
VI. Document Availability	<u>50.</u>
VII. Effective Date and Congressional Notification	<u>53.</u>

1. Based on the Commission's experience to date and a two-year study, released April 15, 2010,¹ the Federal Energy Regulatory Commission in this Final Rule makes permanent the lifting of price caps for transmission customers reassigning electric transmission capacity. This action is intended to facilitate the development of a market for electric transmission capacity reassignments as a competitive alternative to primary transmission capacity.

I. Background

2. In Order No. 888, the Commission concluded that a transmission provider's *pro forma* Open Access Transmission Tariff (OATT) must permit explicitly the voluntary reassignment of all or part of a holder's firm point-to-point capacity rights to any eligible customer.² The Commission also found that allowing holders of firm transmission capacity rights to reassign that transmission capacity would help parties manage the financial risks associated with their long-term commitment, reduce the market power of

¹ FERC Staff, *Staff Findings on Capacity Reassignment* (2010), available at <http://www.ferc.gov> (Staff Report).

² *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities*, Order No. 888, 61 FR 21540 (May 10, 1996), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,036, at 31,696 (1996), *order on reh'g*, Order No. 888-A, 62 FR 12274 (March 14, 1997), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,048 (1997), *order on reh'g*, Order No. 888-B, 81 FERC ¶ 61,248 (1997), *order on reh'g*, Order No. 888-C, 82 FERC ¶ 61,046 (1998), *aff'd in relevant part sub nom. Transmission Access Policy Study Group v. FERC*, 225 F.3d 667 (D.C. Cir. 2000), *aff'd sub nom. New York v. FERC*, 535 U.S. 1 (2002).

transmission providers by enabling customers to compete, and foster efficient transmission capacity allocation.

3. With respect to the appropriate rate for transmission capacity reassignment, the Commission concluded it could not permit reassignments at market-based rates because it was unable to determine that the market for reassigned transmission capacity was sufficiently competitive so that resellers would not be able to exert market power. Instead, the Commission capped the rate at the highest of: (1) the original transmission rate charged to the purchaser (assignor); (2) the transmission provider's maximum stated firm transmission rate in effect at the time of the reassignment; or (3) the assignor's own opportunity costs capped at the cost of expansion (price cap). The Commission further explained that opportunity cost pricing had been permitted at "the higher of embedded costs or legitimate and verifiable opportunity costs, but not the sum of the two (i.e., 'or' pricing is permitted; 'and' pricing is not)."³ In Order No. 888-A, the Commission explained that opportunity costs for transmission capacity reassigned by a customer should be measured in a manner analogous to that used to measure the transmission provider's opportunity cost.⁴

4. To foster the development of a more robust secondary market for transmission capacity, the Commission, in Order No. 890, concluded that it was appropriate to lift the

³ Order No. 888, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,036 at 31,740.

⁴ Order No. 888-A, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,048 at 30,224.

price cap for all transmission customers reassigning transmission capacity.⁵ The Commission stated that this would allow transmission capacity to be allocated to those entities that value it most, thereby sending more accurate price signals to identify the appropriate location for construction of new transmission facilities to reduce congestion.⁶ The Commission also found that market forces, combined with the requirements of the *pro forma* OATT as modified in Order No. 890, would limit the ability of resellers, including affiliates of the transmission provider, to exert market power.

5. To enhance oversight and monitoring activities, the Commission adopted reforms to the underlying rules governing transmission capacity reassignments.⁷ First, the Commission required that all resales or reassignments of transmission capacity be conducted through or otherwise posted on the transmission provider's OASIS on or before the date the reassigned service commences.⁸ Second, the Commission required that assignees of transmission capacity execute a service agreement prior to the date on

⁵ *Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service*, Order No. 890, 72 FR 12266 (March 15, 2007), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,241, at P 808 (2007), *order on reh'g*, Order No. 890-A, 73 FR 2984 (January 16, 2008), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,261 (2007), *order on reh'g*, Order No. 890-B, 123 FERC ¶ 61,299 (2008), *order on reh'g*, Order No. 890-C, 126 FERC ¶ 61,228 (2009), *order on clarification*, Order No. 890-D, 129 FERC ¶ 61,126 (2009).

⁶ Order No. 890, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,241 at P 808.

⁷ *Id.* P 815.

⁸ *Id.*

which the reassigned service commences.⁹ Third, in addition to existing OASIS posting requirements, the Commission required transmission providers to aggregate and summarize in an electric quarterly report the data contained in these service agreements.¹⁰

6. The Commission also directed staff to closely monitor the reassignment-related data submitted by transmission providers in their quarterly reports to identify any problems in the development of the secondary market for transmission capacity and, in particular, the potential exercise of market power.¹¹ Thus, the Commission directed staff to prepare, within six months of receipt of two years of quarterly reports, a report summarizing its findings.¹² In addition, the Commission encouraged market participants to provide feedback regarding the development of the secondary electric transmission capacity market and, in particular, to contact the Commission's Enforcement Hotline if concerns arise.

7. In Order No. 890-A, the Commission affirmed its decision to remove the price cap on reassignments of electric transmission capacity but granted rehearing to limit the

⁹ *Id.* P 816.

¹⁰ *Id.* P 817.

¹¹ *Id.* P 820.

¹² *Id.*

period during which reassignments may occur above the cap.¹³ The period was limited so that the Commission could review the Staff Report to see if changes were needed based on the actual operation of the reassignment program. Accordingly, the Commission amended section 23.1 of the *pro forma* OATT to reinstate the price cap as of October 1, 2010.¹⁴

8. The Commission also clarified that, as of the effective date of the reforms adopted in Order No. 890, all reassignments of electric transmission capacity must take place under the terms and conditions of the transmission provider's OATT. As a result, there was no longer a need for the assigning party to have on file with the Commission a rate schedule governing reassigned capacity. To the extent that a reseller has a market-based rate tariff on file, the provisions of that tariff, including a price cap or reporting obligations, will not apply to the reassignment since such transactions no longer take place pursuant to the authorization of that tariff.

9. In Order No. 890-B, the Commission clarified that the *pro forma* OATT does not, and will not, permit the withholding of transmission capacity by the transmission provider and that it effectively establishes a price cap for long-term reassignments at the transmission provider's cost of expanding its system.¹⁵ The Commission further found

¹³ Order No. 890-A, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,261 at P 388, 390.

¹⁴ *Id.* P 390.

¹⁵ Order No. 890-B, 123 FERC ¶ 61,299 at P 78.

that the fact that a transmission provider's affiliate may profit from congestion on the system does not relieve the transmission provider of its obligation to offer all available transmission capacity and expand its system as necessary to accommodate requests for service.¹⁶ The Commission pointed out that customers that do not wish to participate in the secondary market may continue to take service from the transmission provider directly, just as if the price cap had not been lifted.¹⁷

10. With regard to the Staff Report, the Commission clarified that staff should focus on the competitive effects of removing the price cap for reassigned electric transmission capacity.¹⁸ The Commission stated that staff should consider the number of reassignments occurring over the study period, the magnitude and variability of resale prices, the term of the reassignments, and any relationship between resale prices and price differentials in related energy markets. In addition, the Commission directed staff to examine the nature and scope of reassignments undertaken by the transmission provider's affiliates and include in its report any evidence of abuse in the secondary market for transmission capacity, whether by those affiliates or other customers.

11. The Commission also granted rehearing and directed each transmission provider to include in its electric quarterly report the identity of the reseller and indicate whether the

¹⁶ *Id.*

¹⁷ *Id.* P 79.

¹⁸ *Id.* P 83.

reseller is affiliated with the transmission provider.¹⁹ The Commission also directed each transmission provider to include in its electric quarterly reports the rate that would have been charged under its OATT had the secondary customer purchased primary service from the transmission provider for the term of the reassignment.²⁰ The Commission directed transmission providers to submit this additional data for all resales during the study period and to update, as necessary, any previously-filed electric quarterly reports on or before the date they submitted their next electric quarterly reports.

12. On April 15, 2010, Commission staff published its report on the two-year study period.²¹ The Staff Report took a comprehensive look at electric point-to-point transmission capacity reassignment that occurred over the period from the second quarter of 2007 through the fourth quarter of 2009. Staff examined all reported electric transmission reassignments during this period on both a national and a regional basis. These almost 35,000 transactions encompassed 65 TWh of total volume transferred. Staff looked at the data in a number of ways, in order to better understand the market and to look for evidence of abuse. In doing so, staff looked at the magnitude and variability of resale prices, and focused on trends in those numbers over time and by region. Staff

¹⁹ *Id.* P 84.

²⁰ *Id.*

²¹ FERC Staff, *Staff Finding on Capacity Reassignment* (2010), available at <http://www.ferc.gov> (Staff Report).

compared resale prices to the maximum tariff rates that would have otherwise been in effect for those transactions. Further, staff looked at reassignments by term — hourly, daily, monthly, and yearly and looked at differences in term by transmission provider and by volume. Where the receipt and delivery points of transactions had reported price indices with sufficient data, staff compared the prices of reassignments to the energy market spread (differential in prices between the two locations) over the same time periods.

13. Staff also compared resale prices for transactions involving affiliates versus non-affiliates. Staff compared the rate of transactions above the cap for both affiliates and non-affiliates. Staff looked for additional forms of affiliate abuse such as a transmission provider providing preferential treatment in the allocation of reassigned capacity to an affiliate. Staff also checked for complaints of the abuse in affiliate transactions, as well as for capacity reassignment in general.

14. Two weeks after the release of the Staff Report, based on the Commission's experience in the natural gas transportation market and the Staff Report's conclusion that the secondary market had grown substantially and that resale prices reflected market fundamentals rather than the exercise of market power, the Commission issued a Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) proposing to lift the price cap for all electric transmission customers reassigning transmission capacity beyond October 1, 2010. In addition, the Commission proposed to direct transmission providers to submit corresponding revisions to their OATTs within 30 days of publication of the Final Rule in

the *Federal Register*. The Commission also sought comment as to whether there are any other reforms that it should undertake to create a more efficient and vibrant secondary market for electric transmission capacity. In response to these NOPR proposals, the Commission received comments from 13 parties, which are addressed below.²²

II. Discussion

A. Removal of the Price Cap

1. Comments

15. Several commenters support the Commission's proposal to remove the price cap on transmission reassignments permanently.²³ They contend that removal of the cap will encourage the development of a more robust secondary market, resulting in appropriate price signals and an efficient allocation of transmission capacity. Cargill comments that the resale of transmission capacity at negotiated rates is consistent with other Commission reforms in favor of market-based pricing.

16. Despite their general support for the Commission's proposal, EPSA and PG&E raise concerns about the staff study and the need for transparency. EPSA states that the Staff Report shows some gaps that will require further analysis; such as limited numbers of transmission providers reported and the majority of transactions being from Bonneville. PG&E expresses a lingering concern about the potential for transmission

²² A list of commenters is provided in Appendix A.

²³ E.g. Bonneville, Cargill, EPSA, FIEG, PG&E, PGE, Powerex, Seattle.

service providers to raise power prices in locations where there is insufficient competition. EPSA and PG&E urge the Commission to continue to monitor the capacity reassignment market as it matures so that the Commission will be informed and therefore able to direct necessary reforms to the market, as the needed reforms reveal themselves. EPSA further urges the Commission to look at ways of increasing transparency for transmission capacity available for reassignments as a way of promoting the secondary market for reassignment. Powerex comments that there are already a number of safeguards including requirements that transmission providers report reassignments on their systems on OASIS and in the electronic quarterly reports (EQR) that should help limit abuses. Similarly, Seattle comments that reconciliation of EQRs, audits, and OASIS transactions would go a long way to ensure that resale markets are functioning without affiliate abuse.

17. Bonneville agrees that lifting the price cap on transmission capacity reassignments appears to support the goal of a more robust secondary market for that capacity but asks the Commission to recognize the position of non-jurisdictional entities, such as itself. Bonneville contends that non-jurisdictional entities may have to place conditions upon the removal of the cap in order to obtain reciprocity and comply with their applicable statutory requirements. Bonneville contends that if its administrator determines that behavior associated with transmission capacity reassignments is occurring on its system in a manner that frustrates or is otherwise inconsistent with the administrator's statutory requirements to make all excess capacity available to utilities on a fair and

nondiscriminatory basis, the administrator must be able to act promptly to stop that behavior. Thus, Bonneville suggests that any revision to section 23 of Bonneville's OATT permanently lifting the price cap must be conditioned upon the administrator's express authority to carry out this mandate including the right to reinstate the cap expeditiously if necessary.

18. Other commenters argue against removal of the price cap, contending that staff's two-year study provides insufficient evidence to support a finding that the secondary market is sufficiently competitive to lift the price caps or that market forces or other factors will be effective to adequately protect consumers.²⁴ These commenters point out that, although the Final Rule would apply to an estimated 132 public utilities, the Staff Report included data from only 26 with 79 percent of the reported transactions coming from Bonneville. These commenters also point out that the study was performed during a recession with concomitant reductions in the demand for electricity, and that Bonneville is atypical, given that it is dependent on large hydroelectric projects. APPA further comments that because there were so few sales made during the study period by affiliates above the rate cap, it would appear that reinstitution of the cap would not significantly dampen resales of capacity by affiliates of transmission providers.

19. TAPS states that the staff study did not examine both prices offered and accepted such that the Commission could determine the level of market interest in reassigned

²⁴ E.g. APPA, NRECA, SCE, TAPS, Outland, and TDU Systems.

capacity, whether prices increased, the cause of price changes, and whether those prices remained in the zone of reasonableness. It notes that the staff study compared resale prices during the study period to the tariff rate, but not to the opportunity cost cap, which is likely higher. It argues that accordingly, the study does not show that the price cap constrained any prices, and thus it prevents a finding that the price cap is unjust and unreasonable. SCE requests that the Commission reconcile its proposal with findings in the Staff Report that removal of the price cap does not appear to be primarily responsible for the observed growth in the secondary market. It also states that the Staff Report did not definitively conclude that there was not abuse by resellers, even in a period with very low demand and no supply scarcity. SCE states that this is not sufficient evidence to lift the price cap. APPA, SCE and TAPS suggest that, if the Commission wishes to lift the price cap, it should only do so as a continuation of the experiment.

20. NRECA, TAPS, and TDU Systems argue that the Staff Report does not provide a sufficient factual basis for the Commission to conclude that the OATT section 23.1, which reinstates the price cap on October 1, 2010, is unjust and unreasonable or to conclude that proposed revision is just and reasonable. Moreover, TAPS and TDU Systems comment that market-based reassignment of transmission capacity should not be available to entities to the extent they lack market-based rate authority in the area in which the transmission reservation is located. TDU Systems states that each secondary transmission capacity market should be looked at individually, and that there is no single, national market for secondary transmission capacity rights. It questions why the Staff

Report considers Public Service of New Hampshire (PSNH) to be an aberration, while the nearby Central Vermont Public Service Corporation (Central Vermont) system is presented as representing national trends.

21. TAPS and TDU Systems further contend that, to permit market-based rates, the Commission remains bound by the requirement that market-based rates be supported by empirical proof that existing competition would ensure that the actual price is just and reasonable.²⁵ TDU Systems comments that courts have held that undocumented reliance on market forces is insufficient grounds for authorizing market-based rates.²⁶ Moreover, TAPS and TDU Systems argue that the Commission has a requirement to make an *ex ante* finding of the absence of market power and sufficient post-approval requirements.²⁷ SCE agrees that the Commission should engage in an *ex ante* competitive analysis to find that the transmission reseller lacks market power, or take sufficient steps to mitigate market power, as well as adopt sufficient post-approval reporting requirements.

22. Outland states that the pilot project has allowed resellers to acquire capacity “for pennies and then hold up the first renewable energy generator that comes along looking

²⁵ Citing *Farmers Union Cent. Exch., Inc. v. FERC*, 734 F.2d 1486, 1510 (D.C. Cir. 1984)(*Farmers Union*).

²⁶ Citing *Transwestern Pipeline*, 43 FERC ¶ 61,240, at 61,250 (1988).

²⁷ Citing *California ex. Rel. Lockyer v. FERC*, 383 F.3d 1006, 1013 (9th Cir. 2004).

to use it.”²⁸ It states that parties acquire transmission when they do not need it for a real generation project, to the detriment of real projects.

23. NRECA, TAPS, and TDU Systems urge the Commission, at a minimum, to retain the price cap on transmission capacity reassignments for transmission provider affiliates and retail/merchant functions. TAPS states that the pattern of affiliate pricing reveals more about corporate strategy selected by a few corporate entities and general conditions during an atypical period, than confirming the Commission’s assumption that the rates for primary capacity or competition in the reassignment market will restrain prices. It states that assuming that the customer may always take service from the transmission provider directly is cold comfort if the available capacity has been assigned to the transmission provider’s affiliate. NRECA states that a larger portion of affiliate than non-affiliate transactions occurred over the cap, and points to the PSNH system where all reported transactions originated with an affiliate and occurred over the price cap.

24. In its supplemental comments, Powerex expresses concern that Bonneville might reinstate the price cap as of October 1, 2010, regardless of Commission action in this proceeding. Powerex asks the Commission to address the possible adverse consequences of non-jurisdictional transmission providers reinstating price caps on transmission reassignments and to provide guidance to customers seeking to reassign transmission on the systems of non-jurisdictional transmission providers that elect not to adopt any

²⁸ Outland at 1.

reforms the Commission directs. To address this issue, Powerex requests the Commission to clarify that its seller-specific market-based rate schedule for transmission reassignment remains operative. Alternatively, Powerex seeks guidance on how to price capacity reassignments based on the customer's opportunity cost capped at the transmission provider's cost of expansion.

2. Commission Determination

a. Removal of the Price Cap

25. The Commission hereby adopts its NOPR proposal to lift the price cap for all reassignments of electric transmission capacity to become effective October 1, 2010. Removal of the price cap will help foster the development of a more robust secondary market for transmission capacity because point-to-point transmission service customers will have increased incentives to resell their service whenever others place a higher value on it. Existing transmission, therefore, may be put to better, more efficient use.

26. Moreover, removal of the price cap will promote the efficient construction of new capacity. Prices serve as signals indicating where capacity shortages exist and where potentially profitable construction can take place. The Commission has previously addressed the need for new transmission and established incentives for its construction.²⁹

Removing the price cap on sales of secondary electric transmission capacity is one way to

²⁹ *Promoting Transmission Investment through Pricing Reform*, Order No. 679, 71 FR 43294 (July 31, 2006), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,222 (2006), *order on reh'g*, Order No. 679-A, 72 FR 1152 (January 10, 2007), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,236 (2006), *order on reh'g*, 119 FERC ¶ 61,062 (2007).

create the proper incentives for new transmission investment in this industry. Areas with congestion tend to have higher prices and thus signal the need for investment.³⁰

However, if prices for reassigned capacity exceed the cost of construction of new transmission, the customer could request service from the transmission provider which would support investment in new transmission and lower costs prospectively by relieving constrained transmission capacity. Thus, the price of reassigned capacity will remain effectively capped at the cost of new transmission. We therefore reaffirm the Commission's finding in Order No. 890-A that removal of the price cap for reassigned capacity will help establish a competitive market for secondary transmission capacity that will send more accurate signals and that such price signals will promote more efficient use of the electric transmission system.³¹

27. Our continued regulatory oversight will also limit the potential for the exercise of market power. We are not deregulating or otherwise adopting market-based rates for the provision of transmission service under the *pro forma* OATT. Transmission providers will continue to be obligated to offer available transfer capability to customers, including available transfer capability associated with purchased but unused capacity.

Transmission providers also will continue to be obligated to construct new facilities to

³⁰ See *Interstate Nat'l Gas Ass'n of America v. FERC*, 285 F.3d 18, 32-34 (D.C. Cir. 2002) (*INGAA*) ("[B]rief spikes in moments of extreme exigency are completely consistent with competition, reflecting scarcity rather than monopoly.").

³¹ Order No. 890-A, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,261 at P 388.

satisfy requests for service if those requests cannot be satisfied using existing capacity. Furthermore, the rates for transmission service provided under the *pro forma* OATT will continue to be determined on a cost-of-service basis unless the transmission provider can demonstrate, on a case-specific basis, that it lacks market power. Nothing in this Final Rule affects the obligations of transmission providers to offer service under the *pro forma* OATT at cost-based rates. The availability of firm and non-firm service from transmission providers, therefore, will limit the ability of reassignors to exercise market power. In *INGAA*, the Court of Appeals for the District of Columbia Circuit recognized that the maintenance of regulated rates for primary service would protect against the potential for the exercise of market power in the capacity release market.³²

28. The Commission disagrees with suggestions that affiliates of the transmission provider be treated differently than non-affiliated customers with respect to reassignments of transmission capacity. The Commission's Standards of Conduct are designed to prevent the transmission provider and its affiliate from acting in concert to

³² 285 F.3d at 32 ("[i]f holders of firm capacity do not use or sell all of their entitlement, the pipelines are required to sell the idle capacity as interruptible service to any taker at no more than the maximum rate - which is still applicable to the pipelines"); see also, *Promotion of a More Efficient Capacity Release Market*, Order No. 712, 73 FR 37058 (June 30, 2008), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,271, at P48-49 (2008), *order on reh'g*, Order No. 712-A, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,284 (2008).

exercise market power.³³ Commenters did not identify any affiliate concerns that these obligations, along with the monitoring discussed below, would not address.

29. The Commission takes seriously the possibility that resellers may attempt to exercise market power in the secondary market for transmission. We continue to find, however, that the regulatory protections in place and our increased oversight of this market will limit the potential for market power abuse. Prices for secondary transmission capacity may rise above prices for primary transmission capacity but this alone does not indicate an abuse of market power. On the contrary, courts have recognized that prices in a competitive market should rise during periods when capacity is truly scarce in order to ensure that transmission capacity is being allocated appropriately.³⁴ Nevertheless, the Commission will continue to monitor the secondary transmission capacity market to

³³ See *Standards of Conduct for Transmission Providers*, Order No. 717, 73 FR 63796 (October 27, 2008), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,280 (2008), *order on reh'g*, Order No. 717-A, 74 FR 54463 (October 22, 2009), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,297 (2009), *order on reh'g*, Order No. 717-B, 129 FERC ¶ 61,123 (2009), *order on reh'g*, Order No. 717-C, 131 FERC ¶ 61,045 (2010). The Commission's Standards of Conduct establish that a transmission provider must (1) treat all customers, affiliated and non-affiliated, on a not unduly discriminatory basis, (2) not make or grant any undue preference or advantage to any person, and (3) not subject any person to any undue prejudice or disadvantage with respect to transmission of electric energy. This would include avoiding undue prejudice or disadvantage in the initial allocation of capacity to affiliates, thereby allowing those affiliates to gain market power and then to exercise it when reassigning capacity.

³⁴ *INGAA*, 285 F.3d at 32-34 (“[B]rief spikes in moments of extreme exigency are completely consistent with competition, reflecting scarcity rather than monopoly.”).

ensure that participants are not exercising market power.³⁵ The Commission also will monitor for abuse by transmission providers in concert with their affiliates. If a customer has evidence of an exercise of market power or other abuse, it should bring the matter to the Commission's attention through a complaint or other appropriate procedural mechanism. Absent such evidence, the Commission concludes that the continued rate regulation of the primary market for electric transmission capacity and the transmission provider's obligation to expand its system to accommodate service requests adequately mitigates any market power that resellers may have in the long-term secondary market.

30. The Staff Report did not raise any concerns with removal of the price cap that would warrant its reimposition given the regulatory protections and increased market oversight discussed above. The report included a comprehensive examination of the assignments that took place during the study period which included both the period prior to the economic downturn starting in September 2008 and the period after the downturn. Although the Staff Report did not conclusively demonstrate that the price cap inhibited the growth of the secondary market, the data showed a marked growth in reassignments, with both the number of transactions and the volume increasing during the two and one half year time span. The number of reassignments grew from just over 200 in 2007 to almost 32,000 in 2009. During this same period, the volume reassigned grew from 3 TWh to 36 TWh.

³⁵ See Order No. 890, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,241 at P 815.

31. The data do not suggest the exercise of market power. The prices during the test period appear consistent with pricing differentials between locational markets, indicating that the transactions reflect market fundamentals, not the exercise of market power.³⁶ Moreover, the Staff Report found that 99 percent of reassignments were priced at or below the transmission provider's maximum firm transmission rate, an indication that prices reflect market conditions and competition rather than the exercise of market power.³⁷ The brief spikes above the price cap are consistent with a competitive market, indicating scarcity rather than market power.³⁸

32. We disagree with comments suggesting that the Staff Report does not provide enough evidence to support a finding that the market is sufficiently competitive to lift the price cap because it relied on data from a limited number of transmission providers. While capacity reassignments occurred on a limited number of transmission systems, the lack of data for other transmission providers indicates a lack of reassignments on those systems, not an exercise of market power or lack of potential competition for capacity reassignment. Where reassignment is currently non-existent or occurring at a lower level,

³⁶ See *INGAA*, 285 F.3d at 31 (indicating that differentials in prices between receipt and delivery points are indicative of the value of the transportation between those points).

³⁷ Because 99 percent of the prices were below the tariff rate, these prices are almost certainly lower than opportunity costs which TAPS suggests are likely higher than the tariff rate.

³⁸ *INGAA*, 285 F.3d 18, 32 ("A surge in the price of candles during a power outage is no evidence of monopoly in the candle market").

potential reassignment of transmission in these areas, should it develop, would face competition associated with transmission that can be acquired from other customers. Such reassignment also would compete with capacity available from the transmission provider. Although the data in the Staff Report included extensive data from Bonneville and Central Vermont, the greater number of such assignments may be due to differences in market dynamics (such as the extensive use of hydroelectric power in the Bonneville region) or reporting conventions (in the case of Central Vermont).³⁹ It also may indicate that capacity reassignment is more developed in those areas. The volume of capacity reassignments on these two systems provides an example of what may be possible in other areas of the country. As for arguments that the time period under review was atypical due to the economic downturn and, thus, not representative, we note that study began the second quarter of 2007, well before the downturn began.

33. The Staff Report also did not show evidence of affiliate abuse. Ninety-nine percent of reassignments by affiliates of the transmission provider were at or below the transmission provider's maximum rate. The percentage of such reassignments over the maximum firm transmission rate by affiliates was comparable to that by non-affiliates (0.5 percent versus 0.4 percent).

³⁹ The Staff Report states that "the large number of [Central Vermont] transactions may be due, in part, to reporting conventions. For EQR reporting purposes, each line of data is counted as one transaction." See Staff Report at 4.

34. While it is true, as some of the commenters point out, that the reassignment transactions were limited to certain areas and utilities, we see no reason to expect different results as capacity reassignment expands. There have not been allegations of the exercise of market power in reassignment markets, and commenters do not provide any data to suggest that market power may be more prevalent as capacity reassignment increases on other transmission systems. Development of a more robust reassignment market in areas where reassignments are not prevalent should raise, rather than lower, the level of competition in markets. Moreover, we will continue to monitor the market and if anomalies develop in certain areas, they can be addressed.

35. We disagree with the comments that a market power study or other empirical competition analyses are required to lift the price cap on transmission capacity reassignments. Contrary to commenters' assertions, market power analyses are not the only method to ensure that market-based rates remain just and reasonable.⁴⁰ In *INGAA*,⁴¹ the D.C. Circuit affirmed the Commission's removal of price ceilings for short-term

⁴⁰ See *Alternatives to Traditional Cost-of-Service Ratemaking for Natural Gas Pipelines and Regulation of Negotiated Transportation Services of Natural Gas Pipelines*, 74 FERC ¶ 61,076, at 61,227-36 (1996). The Commission ultimately determined in that case that a market power analysis was required in order to allow a pipeline to use market-based pricing instead of cost-of-service rates. The Commission has not proposed to allow transmission providers to engage in sales of primary capacity at market-based rates and, as explained below, sufficient protections exist to ensure the secondary market for transmission capacity remains sufficiently competitive without requiring market power analyses from each reseller.

⁴¹ *Interstate Nat'l Gas Ass'n of American v. FERC*, 285 F.3d at 33 (D.C. Cir. 2002).

capacity releases by shippers in the natural gas market without requiring sellers to submit market power analyses. The court recognized that non-cost factors such as the need to facilitate movement of capacity into the hands of those who value it most may also justify the removal of price ceilings. The court concluded that these non-cost factors, combined with the limitation of negotiated rates to the secondary market, distinguished the case from *Farmers Union* in which the court had reversed a Commission determination to implement lighthanded regulation of the oil industry.⁴²

36. *Farmers Union* itself did not require a market power study to support a move to a more market-based regulatory regime. The court found that rates should be within a "zone of reasonableness, where [they] are neither less than compensatory nor excessive."⁴³ Moreover, the court found that the Commission could justify a move to a more market-based focus "by a showing that under circumstances the goals and purposes of [the Commission's statutory mandate] will be accomplished through substantially less regulatory oversight."⁴⁴ Here, the Commission is relying on competition in the market for transmission capacity, together with the regulatory protections discussed above, to ensure just and reasonable rates. Protections, such as continuing rate regulation of the

⁴² *Interstate Nat'l Gas Ass'n of America v. FERC*, 285 F.3d 18 at 31-34 (D.C. Cir. 2002), *order on remand*, 101 FERC ¶ 61,127 (2002), *order on reh'g*, 106 FERC ¶ 61,088 (2004), *aff'd sub nom. American Gas Ass'n v. FERC*, 428 F.3d 255 (D.C. Cir. 2005).

⁴³ *Farmers Union*, 734 F.2d at 1502; *see also*, *INGAA*, 285 F.3d at 31.

⁴⁴ *Farmers Union*, 734 F.2d at 1510.

transmission provider's primary capacity, retention of the requirement for transmission owners to build additional capacity at cost-based rates, competition among resellers, reforms to the secondary market for transmission capacity, and reporting requirements combined with enforcement proceedings, audits, and other regulatory controls, will assure that prices in the secondary market for electric transmission capacity remain within a zone of reasonableness.⁴⁵

b. Implementation of the Requirement

37. Because the current OATTs reinstate the price cap as of October 1, 2010, transmission providers will need to revise section 23 of the *pro forma* OATT, as indicated in Appendix B. We direct transmission providers to file these changes within 30 days from publication of this Final Rule in the *Federal Register*. Bonneville requests a blanket waiver of the requirement for non-jurisdictional entities that are unable to satisfy reciprocity conditions with regard to the reassignment of transmission capacity. Whether the particular terms and conditions of a non-jurisdictional transmission provider's reciprocity tariff satisfy the Commission's open access principles must be determined on a case-by-case basis. Therefore, the Commission denies, without prejudice, Bonneville's request for a blanket waiver.

⁴⁵ See Order No. 890, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,241 at P 811; see also Order No. 712, 73 FR 37058 (June 30, 2008), FERC Stats. & Regs. ¶ 31,271 at P 39 (2008), *order on reh'g*, Order No. 712-A, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,284 (2008), *aff'd sub nom. Interstate Natural Gas Ass'n of America*, No. 09-1016 (D.C. Cir. Aug. 13, 2010).

38. We find Powerex's concern that Bonneville will reinstate the price cap as of October 1, 2010 to be premature, since Bonneville has not made a final decision at this point. Moreover, when Bonneville submitted its tariff revisions pursuant to Order No. 890, it declined to adopt certain *pro forma* provisions related to the reassignment of transmission capacity and several transmission customers within Bonneville, including Powerex, filed stand-alone rate schedules allowing them to sell transmission capacity above the price cap.⁴⁶ These customers may submit any necessary revisions to their rate schedules before October 1, 2010 and request waiver of the prior notice requirement, if they find such action to be necessary and appropriate.

B. Non-Rate Reforms to Promote Secondary Market

1. NOPR Proposal

39. In the NOPR, the Commission sought comment as to whether there are any reforms, other than removal of the price cap, that it should undertake to create a more efficient and vibrant secondary market for transmission capacity. The Commission asked if there are non-price limitations or regional factors that may be continuing to limit the utility of reassignment. By way of an example, the Commission asked if there are

⁴⁶ See *Portland General Electric Co.*, Docket No. ER09-93-000 (Dec. 3, 2008) (unpublished letter order); *Idaho Power Co.*, Docket No. ER09-524-000 (Mar. 5, 2009) (unpublished letter order); *Puget Sound Energy, Inc.*, Docket No. ER09-528-000 (Mar. 5, 2009) (unpublished letter order); *Avista Corp.*, ER09-729-000 (May 12, 2009) (unpublished letter order); *PacifiCorp*, Docket No. ER09-921-001 (Sept. 29, 2009) (unpublished letter order); *Powerex Corp.*, Docket No. ER09-926-000 (May 21, 2009) (unpublished letter order).

reforms to the redirect process that would enable all firm customers to use their firm capacity more flexibly and thereby facilitate capacity reassignment by making point changes by the buyer of reassigned capacity more efficient.

2. Comments

40. Although FIEG supports the Commission's proposal to allow redirects of reassigned capacity, several other commenters raise concerns. Powerex admits that the ability to modify receipt and delivery points of reassigned capacity may make the capacity more attractive to a potential third-party assignee but warns that this practice would erode the priority that firm capacity should be accorded. NRECA expresses similar concern that this proposal may give higher priority to point-to-point customers who wish to redirect by awarding them service over those non-firm customers who do not redirect and over secondary network customers. APPA contends that any reforms to firm point-to-point service proposed to increase the attractiveness of re-sales of firm point-to-point capacity would have to be carefully assessed to ensure that they do not result in a degradation of the quality of network integration transmission service. TAPS and TDU Systems urge the Commission to not use a narrowly focused rulemaking to implement a sweeping change to point-to-point transmission service.

41. Commenters offered suggestions about various other reforms as well. Bonneville and Seattle argue that requiring transmission providers to act as financial intermediaries in capacity reassignments imposes an undue burden and complicates settlements. Powerex and Bonneville raise concerns about transmission providers failing to

recalculate available transfer capability or available flowgate capability in a timely manner, thereby inhibiting reassignments. Bonneville recommends that a firm redirect request receive a credit for any available flowgate capability the parent reservation has on the flowgates impacted by the firm redirect request. TAPS suggests that the Commission require the posting of transmission capacity available for reassignment on the transmission provider's OASIS. Cargill recommends that the reseller not remain responsible or liable to the transmission provider for the reassigned capacity if it is a complete reassignment (the full quantity of capacity for the remainder of the reservation) or if the reseller performs a long-term assignment of the reservation for any quantity up to the full amount of the capacity of the reservation.

42. Seattle advocates a transition from comma separated data to structured XML data in order to enhance data exchange and validation between "front-end" and "back-end systems" used by transmission customers and providers. It also advocates more meaningful forms of transaction umbrella agreements, such as the WSPP agreement. EPSA advocates consistent rules about posting the entities and market participants that have active umbrella agreements with the transmission provider. It says that such postings would give competitive suppliers transparency about which market participants can purchase reassigned capacity.

3. Commission Determination

43. The Commission declines to implement the non-rate reforms proposed in this proceeding at this time. Although some of these proposals may have merit, we are

unable to make a determination that they are appropriate at this time based on the record in this proceeding. With respect to the issues raised by Seattle and EPSA regarding data structures, such issues are best addressed through the standards development process of the North American Energy Standards Board, which sets voluntary wholesale electric market standards including those related to data exchanges and posting requirements.

III. Information Collection Statement

44. The following collection of information contained in this proposed rule is subject to review by the Office of Management and Budget (OMB) under section 3507(d) of the Paperwork Reduction Act of 1995.⁴⁷ OMB's regulations require OMB to approve certain information collection requirements imposed by agency rule.⁴⁸

Burden Estimate: The public reporting and records retention burdens for the reporting requirements and the records retention requirement are as follows.⁴⁹ The Commission solicited comments on the need for this information and did not receive any specific comments regarding its burden estimates. Where commenters raised concerns that specific information collection requirements would be burdensome to implement, the Commission has addressed those concerns elsewhere in the rule.

⁴⁷ 44 U.S.C. § 3507(d) (2006).

⁴⁸ 5 C.F.R. § 1320.11 (2010).

⁴⁹ These burden estimates apply only to this Final Rule and do not reflect upon all of FERC-516 or FERC-717.

Data Collection	Number of Respondents	Number of Responses	Hours per Response	Total Annual Hours
Conforming tariff changes	132	1	10	1,320

Cost to Comply: \$150,480

1,320 hours @ \$114 an hour (average cost of attorney (\$200 per hour), consultant (\$150), technical (\$80), and administrative support (\$25))

OMB's regulations require it to approve certain information collection requirements imposed by an agency rule. The Commission is submitting a copy of this Final Rule to OMB for their review approval of the information collection requirements.

Title: FERC-516, Electric Rate Schedules and Tariff Filings;

FERC-717 Standards for Business Practices and Communication Protocols for Public Utilities.

Action: Collection

OMB Control Nos. 1902-0096 and 1902-0173

Respondents: Transmission Providers

Frequency of responses: One time.

Necessity of the Information:

45. The Federal Energy Regulatory Commission is adopting amendments to the *pro forma* OATT to ensure that transmission services are provided on a basis that is just, reasonable and not unduly discriminatory or preferential. The purpose of this rulemaking is to strengthen the *pro forma* OATT by encouraging more robust competition. The Final

Rule achieves this goal by removing the price cap previously imposed on reassignments of transmission capacity.

46. Interested persons may obtain information on the reporting requirements by contacting the following: Federal Energy Regulatory Commission, 888 First Street, NE, Washington, DC 20426, [Attention: Michael Miller, Office of the Executive Director, Phone: (202) 502-8415, fax: (202) 273-0873, e-mail: michael.miller@ferc.gov.]

47. For submitting comments concerning the collections of information and the associated burden estimate(s), please send your comments to the contact listed above and to the Office of Information and Regulatory Affairs, Office of Management and Budget, 725 17th Street, NW, Washington, DC 20503 [Attention: Desk Officer for the Federal Energy Regulatory Commission, phone: (202) 395-4638, fax: (202) 395-7285. Due to security concerns, comments should be sent electronically to the following e-mail address: oira_submission@omb.eop.gov. Please reference the docket number of this rulemaking in your submission.

IV. Environmental Analysis

48. The Commission is required to prepare an Environmental Assessment or an Environmental Impact Statement for any action that may have a significant adverse effect on the human environment.⁵⁰ The Commission concludes that neither an Environmental

⁵⁰ *Regulations Implementing the National Environmental Policy Act*, Order No. 486, 52 FR 47897 (December 17, 1987), FERC Stats. & Regs., Regulations Preambles 1986-1990 ¶ 30,783 (1987).

Assessment nor an Environmental Impact Statement is required for this Final Rule under section 380.4(a)(15) of the Commission's regulations, which provides a categorical exemption for approval of actions under sections 205 and 206 of the Federal Power Act (FPA) relating to the filing of schedules containing all rates and charges for the transmission or sale subject to the Commission's jurisdiction, plus the classification, practices, contracts and regulations that affect rates, charges, classifications and services.⁵¹

V. Regulatory Flexibility Act

49. The Regulatory Flexibility Act of 1980 (RFA)⁵² generally requires a description and analysis of Final Rules that will have significant economic impact on a substantial number of small entities. This Final Rule applies to public utilities that own, control, or operate interstate transmission facilities, not to electric utilities per se. The total number of public utilities that, absent waiver, would have to modify their current OATTs by filing the revised *pro forma* OATT is 176.⁵³ Of these only six public utilities, or less than two percent, dispose of four million MWh or less per year.⁵⁴ The Commission does not consider this a substantial number, and in any event, these small entities may seek waiver

⁵¹ 18 CFR § 380.4(a)(15) (2010).

⁵² 5 U.S.C. § 601-612 (2006).

⁵³ The sources for this figure are FERC Form No. 1 and FERC Form No. 1-F data.

⁵⁴ *Id.*

of these requirements.⁵⁵ Moreover, the criteria for waiver that would be applied under this rulemaking for small entities is unchanged from that used to evaluate requests for waiver under Order Nos. 888 and 889. Thus, small entities who have received waiver of the requirements to have on file an open access tariff or to operate an OASIS would be unaffected by the requirements of this proposed rulemaking.

VI. Document Availability

50. In addition to publishing the full text of this document in the Federal Register, the Commission provides all interested persons an opportunity to view and/or print the contents of this document via the Internet through FERC's Home Page (<http://www.ferc.gov>) and in FERC's Public Reference Room during normal business hours (8:30 a.m. to 5:00 p.m. Eastern time) at 888 First Street, NE, Room 2A, Washington DC 20426.

⁵⁵ The Regulatory Flexibility Act defines a "small entity" as "one which is independently owned and operated and which is not dominant in its field of operation." See 5 U.S.C. 601(3) and 601(6)(2000); 15 U.S.C. 632(a)(1) (2000). In *Mid-Tex Elec. Coop. v. FERC*, 773 F.2d 327, 340-343 (D.C. Cir. 1985), the court accepted the Commission's conclusion that, since virtually all of the public utilities that it regulates do not fall within the meaning of the term "small entities" as defined in the Regulatory Flexibility Act, the Commission did not need to prepare a regulatory flexibility analysis in connection with its proposed rule governing the allocation of costs for construction work in progress (CWIP). The CWIP rules applied to all public utilities. The revised *pro forma* OATT will apply only to those public utilities that own, control or operate interstate transmission facilities. These entities are a subset of the group of public utilities found not to require preparation of a regulatory flexibility analysis for the CWIP rule.

51. From FERC's Home Page on the Internet, this information is available on eLibrary. The full text of this document is available on eLibrary in PDF and Microsoft Word format for viewing, printing, and/or downloading. To access this document in eLibrary, type the docket number excluding the last three digits of this document in the docket number field.

52. User assistance is available for eLibrary and the FERC's website during normal business hours from FERC Online Support at (202) 502-6652 (toll free at 1-866-208-3676) or email at ferconlinesupport@ferc.gov, or the Public Reference Room at (202) 502-8371, TTY (202) 502-8659. E-mail the Public Reference Room at public.referenceroom@ferc.gov.

VII. Effective Date and Congressional Notification

53. These regulations shall become effective upon publication in the *Federal Register* or at 12:00am on October 1, 2010, whichever is sooner. Section 553(d) of the Administrative Procedure Act (APA) generally requires a rule to be effective not less than 30 days after publication in the *Federal Register* unless, *inter alia*, the rule relieves a restriction or good cause is otherwise found to shorten the time period.⁵⁶ Section 553(b)B) of the APA authorizes agencies to dispense with certain procedures when the agency, for good cause, finds that those procedures are "impracticable, unnecessary, or

⁵⁶ 5 U.S.C. § 553(d) (2006).

contrary to public interest.”⁵⁷ For the following reasons the Commission is using the “Good Cause” exemption. This Final Rule must become effective by 12:00 a.m. on October 1, 2010 or the price cap on reassignments of electric transmission capacity will be reinstated. Reinstating the price cap would impose a restriction on the rights of transmission customers. Thus, this Final Rule relieves a restriction. Furthermore, the Commission finds that good cause exists to make this Final Rule effective immediately because allowing the price cap to be reinstated temporarily could disrupt the efficient management of the secondary market for electric transmission capacity and reduce opportunities for further reduction of transmission congestion.

54. The Commission has determined, with the concurrence of the Administrator of the Office of Information and Regulatory Affairs of OMB, that this rule is not a “major rule” as defined in section 351 of the Small Business Regulatory Enforcement Fairness Act of 1996.

List of subjects in 18 CFR Part 35

By the Commission.

(S E A L)

Nathaniel J. Davis, Sr.,
Deputy Secretary.

⁵⁷ 5 U.S.C. § 553(b)(B) (2006).

Appendix A**List of Commenters**

Commenter Name	Abbreviation
American Public Power Association	APPA
Bonneville Power Administration	Bonneville
Cargill Power Markets, LLC	Cargill
Electric Power Supply Association	EPSA
Financial Institutions Energy Group	FIEG
National Rural Electric Cooperative Association	NRECA
Outland Renewable Energy LLC	Outland
Pacific Gas & Electric Co.	PG&E
Portland General Electric Co.	PGE
Powerex Corp.	Powerex
Southern California Edison Co.	SCE
Seattle City Light	Seattle
Transmission Access Policy Study Group	TAPS
Transmission Dependent Utility Systems	TDU Systems

Appendix B

RM05-17-001, -002 & RM05-25-001, -002
(Issued)

PRO FORMA OPEN ACCESS
TRANSMISSION TARIFF

23 Sale or Assignment of Transmission Service

23.1 Procedures for Assignment or Transfer of Service:

(a) ~~Subject to Commission approval of any necessary filings, a~~

Transmission Customer may sell, assign, or transfer all or a portion of its rights under its Service Agreement, but only to another Eligible Customer (the Assignee). The Transmission Customer that sells, assigns or transfers its rights under its Service Agreement is hereafter referred to as the Reseller.

~~Compensation to Resellers shall not exceed the higher of (i) the original rate paid by the Reseller, (ii) the Transmission Provider's maximum rate on file at the time of the assignment, or (iii) the Reseller's opportunity cost capped at the Transmission Provider's cost of expansion; provided that, for service prior to October 1, 2010, c~~Compensation to Resellers shall be at rates established by agreement between the Reseller and the Assignee.

(b) The Assignee must execute a service agreement with the Transmission Provider governing reassignments of transmission service prior to the date on which the reassigned service commences. The Transmission Provider shall

charge the Reseller, as appropriate, at the rate stated in the Reseller's Service Agreement with the Transmission Provider or the associated OASIS schedule and credit the Reseller with the price reflected in the Assignee's Service Agreement with the Transmission Provider or the associated OASIS schedule; provided that, such credit shall be reversed in the event of non-payment by the Assignee. If the Assignee does not request any change in the Point(s) of Receipt or the Point(s) of Delivery, or a change in any other term or condition set forth in the original Service Agreement, the Assignee will receive the same services as did the Reseller and the priority of service for the Assignee will be the same as that of the Reseller. The Assignee will be subject to all terms and conditions of this Tariff. If the Assignee requests a change in service, the reservation priority of service will be determined by the Transmission Provider pursuant to Section 13.2.